

***Entidad fiscalizada***

Centro Nacional de Control de Energía

***Título del acto de fiscalización***

Control operativo del Sistema Eléctrico Nacional

***Clave del acto de fiscalización***

UAG-AD-008-2021

***Tipo de acto de fiscalización***

Auditoría al desempeño

***Área fiscalizadora***

Unidad de Auditoría Gubernamental  
Dirección General de Auditoría al Desempeño de la Gestión Gubernamental

***Año de revisión***

Enero a septiembre de 2021

## **Objetivo**

Verificar el cumplimiento de objetivos y metas de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, mediante los Programas Presupuestarios E568 Dirección, coordinación y control de la operación del sistema eléctrico nacional, K029 Programas de adquisiciones, y K001 Proyectos de infraestructura económica de electricidad.

## **Alcance**

La revisión abarcó el tercer trimestre de 2021.

Comprendió el análisis de los resultados del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en dos de las tres principales actividades que lleva a cabo: la planeación de la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), así como el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En la auditoría no se incluyó la revisión de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), ya que actualmente se están modificando los modelos de participación en este mercado.

Con fines estadísticos y de comparación, en la revisión se analizaron los registros del periodo 2016-2020 para contar con parámetros que permitieran evaluar el desempeño del organismo.

## **Áreas fiscalizadas**

Las direcciones de Operación y Planeación del Sistema; de Tecnologías de la Información y Comunicaciones; de Estrategia y Normalización, y de Administración y Finanzas.

## **Antecedentes**

La energía eléctrica es un bien esencial e integral para las actividades productivas y el desarrollo económico del Estado, así como también para la transformación social, ya que incide de forma directa en los servicios básicos para la población.

En 1960, como consecuencia de la nacionalización de la industria eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) requirió contar con una entidad que controlara la operación de los sistemas eléctricos, por lo que en 1962 se fundó la Oficina Nacional de Operación de Sistemas y, en razón de la evolución del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en 1976 se modificó esta última para dar origen al Despacho Nacional de Carga.

En 1977, el Despacho Nacional de Carga cambió su denominación por la de Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), con el objetivo de operar y controlar el SEN, y de garantizar la continuidad y calidad en el suministro de energía eléctrica, dentro de la CFE.

Antes de la Reforma Energética de 2013, la CFE era la entidad paraestatal del Gobierno Federal encargada de todas las actividades de la industria eléctrica, desde la generación hasta la comercialización, incluyendo el control del SEN. En este modelo, el sector privado

participaba en las actividades que no se consideraban servicio público, por lo que podían generar electricidad para consumo propio o para venta exclusiva a la CFE.

Después de la Reforma y con la publicación de las leyes secundarias de 2014, se reorganizó la industria eléctrica para permitir la participación del sector privado en todas las actividades, excepto en áreas estratégicas como la planeación y el control del SEN, así como el servicio público de transmisión y distribución.

De esta manera, surgió la necesidad de quitar a la CFE el control operativo del SEN y crear un organismo para hacer esta actividad y operar el mercado eléctrico, en el que las compañías que generan electricidad compitieran.

En consecuencia, en agosto de 2014 el CENACE dejó de ser un área de la CFE para transformarse en un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, encargado del control operativo del SEN, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y las RGD.

El SEN es uno de los más grandes y complejos del mundo, y está conformado por cuatro subsistemas que dan servicio a 126 millones de mexicanos que habitan en dos millones de kilómetros cuadrados; alcanzando el 98.7% de cobertura del servicio.

Actualmente, el proceso de transmisión y distribución de electricidad presenta retos como la saturación de la red en algunas regiones del país, problemas de interconexión, infraestructura antigua y obsoleta, etc.; esto ante el incremento de la demanda, lo que limita mantener en óptimas condiciones la operación del SEN y de agudizarse, el suministro de energía eléctrica al SEN no se realizaría en condiciones de confiabilidad y seguridad.

En el PEF 2021 se le asignó al CENACE un presupuesto de 4,253,066.8 miles de pesos distribuidos en siete programas, de los cuales tres fueron objeto de fiscalización en esta auditoría: el Pp E568 “Dirección, coordinación y control de la operación del SEN”, el cual dispone del 76.5% del total del presupuesto aprobado (3,255,201.7 miles de pesos); el Pp K029 “Programas de adquisiciones” con 189,748.7 miles de pesos (4.5%); y el Pp K001 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad” con 93,909.1 miles de pesos (2.2%).

## Resultados

Después de revisar el desempeño del CENACE, se determinaron siete resultados, distribuidos de la manera siguiente:

Vertiente	Hilo	Resultado
Eficiencia	Planeación	Programa de Ampliación y modernización de la RNT y las RGD
	Control del SEN	Operación del sistema EMS/SCADA
		Asignación y despacho de energía eléctrica
		Acceso abierto a la RNT y las RGD
		Programas y proyectos de inversión
Eficacia	Confiabilidad y seguridad del SEN	
	Satisfacer la demanda de energía eléctrica en el SEN.	

## Resultado Núm. 1 Sin observación

### Planear la ampliación y modernización de la RNT y las RGD

Los proyectos de ampliación de líneas de transmisión y distribución se realizan para operar con eficiencia energética; minimizar las restricciones de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica; incentivar la integración de generación; satisfacer el crecimiento de la demanda; reducir las emisiones de gases de efecto invernadero; incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes y, en consecuencia, reducir los costos del suministro de la energía eléctrica.

Los proyectos de modernización se definen como toda sustitución de equipo o elementos existentes motivada por el término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, y escalar especificaciones no acordes con su entorno.

El resultado se dividió en los apartados siguientes: a) propuesta, revisión y publicación del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD (PAMRNT y RGD 2021-2035); b) proyectos propuestos en los PAMRNT y RDG del periodo 2015-2021; c) seguimiento de los proyectos propuestos en el periodo 2015-2021.

#### a) Propuesta, revisión y publicación del PAMRNT y RGD 2021-2035

En el artículo segundo, del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía, se indica que el CENACE tiene por objeto “(...) proponer la ampliación y modernización de la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM”.

En el artículo 9 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica se establece que “en la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD (...) se deberá observar lo siguiente: I. Los programas serán elaborados anualmente y tendrán una proyección de quince años; IV. La Secretaría, en su caso, autorizará los programas dentro del plazo de treinta días hábiles contados a partir de la recepción de la opinión de la CRE; y V. Los programas (...) deberán publicarse en el portal electrónico de la Secretaría, (...)”.

Se verificó que el CENACE elaboró la propuesta del PAMRNT y RGD 2021-2035, con una proyección de 15 años, y con el oficio núm. CENACE/DOPS/083/2021 del 26 de febrero de 2021, la envió a la CRE para su opinión.

Mediante el oficio núm. UE-240/23992/2021, de fecha 21 de abril de 2021, la CRE envió a la SENER su opinión, fuera del plazo establecido de 30 días hábiles debido a la pandemia.

Con oficio núm. CENACE/DOPS/313/2021 del 30 de junio, el CENACE remitió a la SENER la versión definitiva del programa para su consideración y aprobación, y con el oficio núm. 300.328/2021 del 5 de julio, la SENER lo aprobó para su formal publicación.

En cuanto a su publicación, la entidad fiscalizada proporcionó la liga electrónica en donde se encuentra publicado el PAMRNT y RGD 2021-2035, y se verificó su publicación.

En conclusión, el CENACE elaboró la propuesta del PAMRNT y RGD 2021-2035 con una proyección de quince años, la cual envió a la CRE para que emitiera su opinión a la SENER;

asimismo, se verificó que la CRE mandó a la Secretaría su opinión, y que el CENACE remitió a la SENER la versión definitiva del Programa para su consideración y aprobación, y que la SENER aprobó su publicación, la cual fue publicada por CENACE, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 9, fracciones I, IV, y V del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y del artículo segundo, del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía.

b) Proyectos propuestos en los PAMRNT y RDG del periodo 2015-2021

En el artículo 108, fracción XIV, de la Ley de la Industria Eléctrica, se establece que el CENACE propondrá los programas de ampliación y modernización de la RNT y de los elementos de las RDG que correspondan al MEM.

Con la revisión de los programas de ampliación y modernización de la RNT y RGD del MEM, del periodo 2015-2021, se verificó que el CENACE ha propuesto un total de 293 proyectos; de los cuales, 168, el 57.3%, son para ampliar y modernizar la RNT y 125, el 42.7%, para ampliar y modernizar las RDG.

Con el análisis de la base de datos de los proyectos propuestos en cada uno de los programas de ampliación y modernización del periodo 2015-2021, así como de las fechas de instrucción de la SENER a la CFE para su ejecución; la fecha necesaria en la que se requiere del proyecto, y su fecha factible de término proporcionada por la CFE, se verificó que los proyectos que propuso el CENACE para la RNT en el PAMRNT 2015-2029 tardaron hasta cuatro años en recibir instrucción de la SENER a CFE para su construcción, lo cual a su vez provocó que las fechas factibles de término se recorrieran hasta cuatro años más; generando en total una demora de hasta ocho años en poder solucionar los problemas por los que fueron propuestos.

Respecto de los 125 proyectos de ampliación y modernización de las RGD, se verificó que comenzaron a proponerse desde 2018, y que la SENER emite la instrucción en el mismo año en que se proponen; pero que, aun así, los proyectos podrían demorar hasta 5 años en estar terminados.

Respecto del retraso de los proyectos del PAMRNT y RGD propuestos por CENACE, se indicó que se debe a los motivos siguientes: los plazos establecidos para que la CRE emita su opinión; el plazo para que la SENER autorice y publique los programas de PAMRNT, así como los plazos para instruir al transportista los proyectos que pueden extender hasta la cuarta semana de agosto para que la SENER lo reciba para autorizar la propuesta del transportista, lo que ocasiona que no se incluyan en el mes de mayo los proyectos que determinen los transportistas en el PEF.

En conclusión, en cumplimiento del artículo 108, fracción XIV, de la Ley de la Industria Eléctrica el CENACE ha propuesto, desde 2015; 293 proyectos para la ampliación y modernización de la RNT y las RGD en los programas de ampliación y modernización de las redes; sin embargo, la demora de la instrucción de la SENER para la construcción de los proyectos de la RNT puede ocasionar que los proyectos se posterguen hasta 8 años en poder solucionar los problemas por los que fueron propuestos.

c) Seguimiento de los proyectos propuestos en el periodo 2015-2021

En el Manual de Organización General del CENACE, se indica que la Subgerencia de Planeación y Estrategia Operativa tiene como objetivo dar seguimiento a los proyectos de expansión y modernización de los elementos de la RNT y las RGD que correspondan al MEM.

La Subdirección de Planeación indicó que, para dar seguimiento a los proyectos, los transportistas y distribuidores envían información a SENER, a la CRE y al CENACE sobre el avance de los proyectos instruidos; además de que el centro da seguimiento a los proyectos mediante el análisis de los impactos o efectos de no llevar a cabo los mismos, e incluye este análisis en el PAMRNT y RGD 2021-2035.

Del análisis de los estatus de los proyectos incluidos en los PAMRNT y RGD del periodo 2015-2021, se verificó que para el caso de la RNT, de los 168 proyectos instruidos por la SENER: 66, el 39.2% se encuentra propuesto sin avances; 31, el 18.5% se encuentra autorizado por el Consejo de CFE Transmisión; 21, el 12.5% se indicó que iniciarán su construcción en 2021; 17, el 10.1%, en construcción; 14, el 8.3% en pendiente de autorizar; 7, el 4.2% como PIDIREGAS, esto es proyectos de obra pública financiada por el sector privado o social y construidos por un privado o un tercero; 5, el 3.0% como proyecto previsto para el PEF 2022; 4, el 2.4% como terminado; 2, el 1.8% en revisión, y 1, el 0.6% se indica que se requiere cancelar.

Respecto de los 125 proyectos instruidos por la SENER para las RGD, se determinó que: 50, el 40.0%, se encuentra por licitarse; 52, el 41.6% propuestos sin avances; 17, el 13.6% en construcción, y 6, el 4.8% como terminado, por los terceros responsables de los proyectos.

En suma, de los 293 proyectos de ampliación y modernización, que ha propuesto el CENACE y que han sido instruidos por la SENER durante el periodo 2015-2021; únicamente 10, el 3.4% han sido terminados.

Con el fin de verificar en qué medida los proyectos terminados han contribuido a la ampliación o modernización de la RNT y RGD, se analizaron los 10 proyectos terminados, y se verificó que se enfocaron en los segmentos de transformación y compensación.

Asimismo, se determinó que las contribuciones de los 4 proyectos de la RNT representan el 1.7% del total previsto para transformación y de 0.1% en compensación. En tanto que, para las RGD, los 6 proyectos representaron el 6.0% del total previsto en la transformación y de 5.4 MVar para compensación. Lo anterior, evidencia que la ampliación y modernización de la RNT y RGD es marginal, por lo que los problemas de saturación persisten.

En conclusión, se verificó que en el PAMRNT y RGD 2021-2035, el CENACE da seguimiento a los proyectos propuestos, en cumplimiento del objetivo de la Subgerencia de Planeación y Estrategia Operativa, establecida en el Manual de Organización General del CENACE; de los 293 proyectos de ampliación y modernización, que ha propuesto el CENACE y que han sido instruidos por la SENER para su construcción durante el periodo 2015-2021, únicamente 10, el 3.4% han sido terminados.

De igual manera, se verificó que los 10 proyectos terminados se enfocaron en los segmentos de transformación y compensación, por lo que no se han ampliado las líneas de transmisión.

## Resultado núm. 2. Con observación solventada

### Operación del sistema EMS/SCADA

El sistema EMS/SCADA permite adquirir información en tiempo real (ADTR) de subestaciones de la RNT, las RGD y centrales generadoras del MEM, monitoreando en todo momento los niveles o valores de disponibilidad para cuatro subservicios que se refieren a: la adquisición de información en tiempo real; consulta de información histórica; consulta y actualización de Relatorio, Licencias y Eventos (REL), y hospedaje de información y aplicativos.

El análisis del resultado se presenta en dos apartados: a) soporte tecnológico requerido para llevar a cabo el control operativo del SEN, y b) modernización del sistema EMS/SCADA.

#### a) Soporte tecnológico requerido para llevar a cabo el control operativo del SEN

En el artículo 57, fracción VIII, del Estatuto Orgánico del CENACE se establece que a la Dirección de Tecnologías de la Información y Comunicaciones le corresponde “mantener la seguridad informática y actualización de los sistemas que permitan cumplir con los objetivos del CENACE”.

Las Gerencias de Control Regional (GCR) del CENACE están equipadas con sistemas EMS/SCADA que permiten adquirir información en tiempo real (ADTR), por lo que el centro debe contar con los requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos de planeación, medición y para el acceso remoto de la infraestructura eléctrica.

Para mantener la seguridad y actualización del sistema las 24 horas del día los 365 días del año, el CENACE mediante las subgerencias de tecnologías de la información y un representante del negocio o cliente del servicio, llevan a cabo los “Acuerdos de Nivel de Servicio”. Con la revisión de esos Acuerdos por cada GCR, se verificó que en éstos se establecen los niveles o valores de disponibilidad para cuatro subservicios que, en términos generales, se refieren a la adquisición de información en tiempo real; consulta de información histórica; consulta y actualización de Relatorio, Licencias y Eventos (REL), y hospedaje de información y aplicativos.

De los 12 acuerdos, se verificó que los valores o niveles de disponibilidad comprometidos fueron de 99.6%, en promedio. En cuanto al resultado, a septiembre de 2021, la disponibilidad del sistema EMS/SCADA en las 12 GCR fue al 100.0%.

En conclusión, respecto de la operación del EMS/SCADA, se verificó que el CENACE realizó “Acuerdos de Nivel de Servicio” en las 12 GCR, en donde se estableció como mínimo una disponibilidad del sistema del 99.6%, en promedio, y se identificó que al tercer trimestre se contó con una disponibilidad del 100.0%, en cumplimiento del artículo 57, fracción VIII, del Estatuto Orgánico del CENACE.

## b) Modernización del sistema EMS/SCADA

En el artículo 57, fracción I, del Estatuto Orgánico del CENACE, se establece que a la Dirección de Tecnologías de la Información y Comunicaciones le corresponde “Asegurar la planeación operativa de las tecnologías de la información en el desarrollo e implementación de estas tecnologías (...), para garantizar su (...) actualización (...)”.

En el Programa Institucional del CENACE 2020-2024, se estableció la estrategia prioritaria 1. “Ejecutar el control operativo del SEN para mantener su estabilidad”, y como acción puntual “1.1.3.- Asegurar el soporte requerido por el Control Operativo (...) mediante la consolidación del sistema EMS/SCADA”. Asimismo, en el Programa Anual de Trabajo 2021 del CENACE, se estableció la estrategia prioritaria 1 “Ejecutar el control operativo del SEN para mantener su confiabilidad”, y como línea de acción 1.1. “Incrementar la Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN”, por medio del proyecto “Poner en servicio el nuevo sistema SCADA-EMS”, en el que se tiene una meta del 100.0% al 10 de diciembre de 2021.

En el artículo 45, primer párrafo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria se señala que “los ejecutores de gasto serán responsables de la administración por resultados; para ello deberán cumplir con (...) las metas (...) previstas en sus respectivos programas”.

Desde 1999 la empresa ABB es el proveedor del servicio del sistema SCADA al CENACE. En 2017 se optó por modernizarlo en razón de que el equipamiento y el sistema disponible tiene una obsolescencia de casi 10 años; además, de que se busca mejorar la velocidad en la red y la seguridad informática para proteger la información, y estandarizar la plataforma de los sistemas del CENACE para lograr una mayor confiabilidad, entre otras.

El 22 de diciembre de 2017, el CENACE suscribió con la empresa “SIEMENS S.A. de C.V.” el contrato “CENACE-LP-094-B-017-2017” cuyo objetivo es la “Modernización de los sistemas SCADA/EMS del CENACE”, el cual tenía como vigencia del 14 de diciembre de 2017 al 30 de noviembre de 2022; sin embargo, se han llevado a cabo dos convenios modificatorios en los que ha cambiado el calendario de trabajo.

Con la revisión del contrato inicial, así como del segundo convenio modificatorio, se verificó que la actualización de las fechas y plazos intermedios del cronograma del proyecto ha postergado su entrega en 758 días naturales.

La SFP solicitó al CENACE informara en qué medida los retrasos y modificaciones han afectado la ejecución inmediata de acciones para garantizar la confiabilidad y seguridad del SEN.

Al respecto, mediante nota informativa JUSCTR-004, del 30 de agosto de 2021, esa entidad señaló que no han representado afectación alguna en la ejecución, confiabilidad y seguridad del SEN, pues se asegura la operación del sistema EMS/SCADA, por medio de un contrato de servicios “Mantenimiento a Sistemas EMS/SCADA marca ABB”, el cual se encuentra vigente.

Con la revisión del Programa de Trabajo de Administración de Riesgos (PTAR) 2021, se verificó que el retraso en la implementación del sistema EMS/SCADA, se considera como un riesgo sustantivo; en este se establecieron dos factores de riesgo: “Retraso en la



implementación del Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA)", y "Falta de disponibilidad operativa de los canales de comunicación del nuevo SCADA", para los cuales se definieron cinco acciones de control, para mitigar los impactos en caso de la ocurrencia de los mismos.

En cuanto a los avances físicos del proyecto, el ente informó mediante la nota JUSTR-010, que al tercer trimestre de 2021 son del 97.0%, acreditándolo con los cronogramas de actividades respectivos. Mientras que, para los avances financieros, señaló que son del 0% debido a que el proveedor no ha presentado las facturas correspondientes.

En conclusión, el CENACE suscribió el contrato "CENACE-LP-094-B-017-2017", cuyo objeto es la "Modernización de los sistemas SCADA/EMS del CENACE", con una vigencia del 14 de diciembre de 2017 al 30 de noviembre de 2022, en cumplimiento del artículo 57, fracción I, del Estatuto Orgánico del CENACE.

Con la revisión del contrato inicial, así como del segundo convenio modificatorio, se verificó que se ha postergado su entrega en 758 días naturales, lo que ocasiona que se continúe operando con un equipamiento y sistema obsoletos, y pone en riesgo el cumplimiento de la meta de poner al 100.0% el servicio del nuevo sistema SCADA-EMS el 10 de diciembre de 2021, conforme lo señalado en el Programa Anual de Trabajo 2021, así como el cumplimiento de la acción puntual 1.1.3, del Programa Institucional del CENACE 2020-2024, relativa a consolidar el cumplimiento del sistema EMS/SCADA, en incumplimiento del artículo 45, primer párrafo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

En atención al envío de resultados preliminares, la Dirección de TIC señaló que instrumentó mecanismos para alcanzar la modernización del sistema SCADA/EMS, el cual al 30 de noviembre registró un avance del 99.0% y se inició la fase de prueba; lo cual acreditó con los documentos "Estado de proyecto SCADA/EMS", "Recomendaciones del Comisariato sobre el Informe de Autoevaluación de la Gestión del CENACE"; Actas de la segunda y tercera sesión ordinaria 2021, y "Referencia No. MEAC-USCTR/222/2021, fase de prueba"

Con base en lo anterior, la observación se solventa, ya que el CENACE evidenció la instrumentación de acciones para concluir el proyecto "Modernización de los sistemas SCADA/EMS del CENACE", en cumplimiento del artículo 45, primer párrafo de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

Resultado núm. 3 Sin observación

Asignación y despacho de energía eléctrica

La asignación y despacho de energía eléctrica consiste en determinar qué unidades de central eléctrica deben ser sincronizadas al sistema, para cumplir con la demanda y los requerimientos de confiabilidad del mismo.

El análisis de este resultado se dividió en tres apartados: a) disposiciones normativas para la asignación y despacho de energía eléctrica; b) asignación de energía eléctrica, y c) despacho de energía eléctrica.

a) Disposiciones normativas para la asignación y despacho de energía eléctrica

El artículo 101 de la Ley de la Industria Eléctrica establece que “con base en criterios de Seguridad de Despacho y eficiencia económica, el CENACE determinará la asignación y despacho de las Centrales Eléctricas (...)”.

En el Manual de Organización General del Centro Nacional de Control de Energía se establece como una de las funciones de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema el “establecer las políticas operativas para despachar las centrales eléctricas con la red eléctrica disponible (...)”.

Se revisaron los criterios de Seguridad de Despacho y eficiencia económica, así como las políticas operativas establecidas por el CENACE, con las que determina la asignación y despacho de electricidad.

El CENACE informó que los criterios de Seguridad de Despacho y eficiencia económica se encuentran dentro de diversa normativa como: la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, el Código de Red, las Bases del Mercado Eléctrico, así como los manuales de Importaciones y Exportaciones, y de Mercado de Energía de Corto Plazo. Con la revisión de dichos documentos, se verificó que se establecen los criterios de manera general, donde se describe el proceso de asignación y despacho.

Se identificó que el CENACE lleva a cabo tres tipos de asignación de Unidades de Central Eléctrica y que cada una de ellas cuenta con sus respectivas políticas operativas.

Asimismo, se verificó que el CENACE cuenta con la Política Hidráulica para los diferentes embalses y el Margen de Reserva Operativa; con su revisión, se identificó que la primera se utiliza para determinar semanalmente las estrategias operativas para llegar a las políticas establecidas para la siguiente semana, de acuerdo con lo establecido con la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), mientras que la segunda se estableció para mantener una reserva operativa mayor al 6.0%, realizando con anticipación las actividades necesarias para no incurrir en riesgos.

En conclusión, los criterios de Seguridad de Despacho y eficiencia económica con los que determina la asignación y despacho de las Centrales Eléctricas se establecen en la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, el Código de Red, las Bases del Mercado Eléctrico, así como los manuales de Importaciones y Exportaciones, y de Mercado de Energía de Corto Plazo, en cumplimiento del artículo 101 de la Ley de la Industria Eléctrica.

El CENACE estableció políticas operativas para la asignación y despacho de unidades de central eléctrica, las cuales están en las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, el Código de Red, el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo y los Procedimientos para la ejecución del Mercado de Día en Adelanto, de Ejecución de la Asignación de Unidades Generadoras por Confiabilidad, y para la asignación de Unidades de Central Eléctrica Fuera de Mérito en la Planeación Operativa, en cumplimiento del Manual de Organización General del Centro Nacional de Control de Energía.

#### b) Asignación de energía eléctrica

En el numeral 1.3.32 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, se indica que “(...) el CENACE registrará las instrucciones de arranques, generación objetivo o paros (...). Los

operadores de las plantas generadoras (...) notificarán de inmediato cualquier cambio en sus límites operativos o en su disponibilidad para proporcionar energía eléctrica (...).”

Se revisó la capacidad de generación de las Unidades de Central Eléctrica (UCE); las instrucciones emitidas por el CENACE, y los eventos reportados por los operadores de las plantas generadoras.

Las Centrales Eléctricas son las instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica. Las UCE son elementos de una Central Eléctrica que pueden ser despachados de manera independiente a otros elementos de la misma.

Se verificó que el SEN dispone de 828 UCE que generan energía eléctrica, las cuales cuentan con una capacidad neta de generación de 88,713.62 Mw. Dicha generación proviene de 11 fuentes distintas, como se muestra a continuación:

CAPACIDAD INSTALADA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MEGAWATT Y PORCENTAJE)

Tipo de generación	Capacidad instalada (Mw)	Participación (%)
Energías convencionales	58,512.11	66.0
Ciclo combinado	35,723.28	61.1
Térmica	11,169.76	19.1
Turbo gas	5,712.48	9.8
Carboeléctrica	5,072.98	8.7
Combustión interna	833.61	1.4
Energías limpias renovables	28,593.52	32.2
Hidroeléctrica	12,691.63	44.4
Eólica	7,724.88	27.0
Fotovoltaica	7,170.61	25.1
Geotermoeléctrica	956.95	3.3
Biomasa	49.45	0.2
Energías limpias no renovables	1,608.0	1.8
Nucleoeléctrica	1,608.0	100.0
Total	88,713.62	100.00

Fuente: Elaborado por la SFP de acuerdo con la base de datos de la capacidad instalada para la generación de energía eléctrica, proporcionada con el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/072/2021 del 20 de septiembre de 2021, y del correo electrónico del 25 de octubre de 2021.


Mw Megawatt.

Del total de la capacidad instalada para la generación de electricidad, el 66.02% (58,512.11 Mw) es de energías convencionales, el 32.2% (28,593.52 Mw) es de energías limpias renovables, y el 1.8% (1,608 Mw) corresponde a energías limpias no renovables.

El Registro de Instrucciones de Despacho (RID) es el sistema mediante el cual el CENACE lleva el control de las instrucciones de asignación y despacho a los representantes de las Centrales Eléctricas. Además, sirve para registrar las notificaciones de cambios en los límites de despacho o disponibilidad de las UCE que realicen sus representantes.

Las instrucciones emitidas y registradas en el RID, se presentan a continuación:

INSTRUCCIONES Y CAMBIOS REGISTRADOS EN EL RID, ENERO-SEPTIEMBRE 2021

Concepto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Total
Instrucciones del CENACE	525,319	425,738	466,130	449,431	439,592	397,449	452,040	452,624	487,411	4,095,734
										

Cambios reportados por operadores	309	458	349	376	513	477	609	611	491	4,193
Falla	100	170	103	115	147	131	123	133	123	1,145
Degradación	198	277	227	253	353	331	432	454	350	2,875
AGC indisponible	10	9	19	8	11	15	41	24	17	154
AGC limitado	1	2	0	0	2	0	13	0	1	19
Participación (%)	0.06	0.11	0.07	0.08	0.12	0.12	0.13	0.13	0.10	0.10

Fuente: Elaborado por la SFP de acuerdo con la base de datos de instrucciones emitidas en el RID, proporcionada con el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/051/2021 del 02 de agosto de 2021; así como con la nota de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema, del 25 de octubre de 2021.

Falla: Alteración que provoca un daño permanente o temporal en cualquier parte de un elemento del SEN, que varía sus condiciones normales de operación.

Degradación: Condición operativa crítica, en la que se presentan fallas de potencia, por temperaturas, incendios y/o altas demandas.

AGC: Control Automático de Generación: Sistema informático del CENACE que forma parte del software de despacho y se utiliza para controlar la frecuencia de un sistema interconectado y los intercambios de potencia neta.

La SFP verificó que al tercer trimestre de 2021 se han emitido y registrado en el RID 4,095,734 instrucciones relativas a la asignación y despacho de electricidad. Al respecto, los operadores de las plantas generadoras notificaron 4,193 cambios en su disponibilidad para proporcionar energía eléctrica, lo que representa el 0.1%.

En relación con las notificaciones de cambios en los límites de despacho o disponibilidad, realizadas por los operadores de las plantas generadoras, se identificó que se reportaron 1,145 fallas, 2,875 degradaciones, 154 cambios en el Control Automático de Generación, y 19 cambios por AGC limitado.

Al respecto, el CENACE señaló que los cambios en la disponibilidad de las Unidades de Central Eléctrica (UCE) se deben a eventos en su interior, y que éstos repercuten en los límites operativos ofertados previamente y puestos a disposición del centro; los cuales de acuerdo con la normativa tienen la obligación de reportarse al CENACE, pero que el centro no tiene control sobre las causas que originan los cambios en la disponibilidad de las UCE.

En conclusión, se verificó que las instrucciones de arranques, generación objetivo o paros, así como las notificaciones de cambios en los límites operativos de las plantas generadoras, son realizados en el Registro de Instrucciones de Despacho, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.3.32 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

Respecto de las notificaciones de cambios en los límites de despacho o disponibilidad, al tercer trimestre de 2021 se notificaron 4,193 cambios en su disponibilidad para proporcionar energía eléctrica, lo que representó el 0.1%, de las 4,095,734 instrucciones relativas a la asignación y despacho de electricidad emitidas y registradas en el RID en ese periodo.

### c) Despacho de energía eléctrica

En el artículo 108, fracción V, de la Ley de la Industria Eléctrica se establece que “el CENACE está facultado para determinar la asignación y el despacho de las Centrales Eléctricas (...)”.

En este apartado se analizó el volumen de energía eléctrica generada, además del despacho realizado en el Mercado del Día en Adelanto (MDA) y en el Mercado de Tiempo Real (MTR).

Los datos de la generación de energía eléctrica se presentan en la tabla siguiente:

ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA, ENERO-SEPTIEMBRE 2021  
(MEGAWATT HORA Y PORCENTAJE)

Tipo de generación	Capacidad instalada total <sup>1/</sup> (Mwh)	Energía generada (Mwh)	Capacidad utilizada (%)	Participación en la generación (%)
Energías convencionales	383,371,331.62	179,786,044.68	46.9	72.9
Ciclo combinado	234,058,904.35	139,385,041.79	59.6	77.5
Térmica	73,184,274.07	19,194,042.69	26.2	10.7
Turbo gas	37,428,188.62	12,873,243.20	34.4	7.2
Carboeléctrica	33,238,164.96	6,774,700.29	20.4	3.8
Combustión interna	5,461,799.62	1,559,016.71	28.5	0.9
Energías limpias renovables	187,344,716.83	58,214,474.09	31.1	23.6
Hidroeléctrica	83,155,566.31	26,270,107.28	31.6	45.1
Eólica	50,613,381.0	15,443,459.12	30.5	26.5
Fotovoltaica	46,981,856.38	13,262,999.36	28.2	22.8
Geotermoeléctrica	6,269,936.40	3,161,330.76	50.4	5.4
Biomasa	323,976.74	76,577.57	23.6	0.1
Energías limpias no renovables	10,535,616.0	8,553,245.16	81.2	3.5
Nucleoeléctrica	10,535,616.0	8,553,245.16	81.2	100.0
Total	581,251,664.45	246,553,763.93	42.4	100.0

Fuente: Elaborado por la SFP de acuerdo con la base de datos de la generación de energía eléctrica, proporcionada con el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/072/2021 del 20 de septiembre de 2021 y correo electrónico del 25 de octubre de 2021.

Mwh Megawatt hora.

<sup>1/</sup> Para el cálculo de este rubro, se consideró la capacidad instalada (x) 24 hrs del día (x) 243 días del periodo del 1 de enero al 30 de septiembre de 2021.

De enero a septiembre de 2021, se generaron un total de 246,553,763.93 Mwh. De éstos, las energías convencionales contribuyeron con el 72.9% (179,786,044.68 Mwh); las energías limpias renovables con el 23.6% (58,214,474.09 Mwh); en tanto que las energías limpias no renovables representaron el 3.5%, con 8,553,245.16 Mwh.

Asimismo, se verificó que, en ese periodo, las energías convencionales utilizaron el 46.9% de la capacidad instalada para su generación; las energías limpias renovables el 31.1% y las energías limpias no renovables el 81.2%.

Respecto del despacho de esta energía, se verificó que se realiza en el MDA y el MTR.

El MDA es un mercado de antelación en el que se presentan ofertas de venta y compra de energía, las cuales resultan en compromisos para la entrega o recepción de energía en el día siguiente de su realización.

El MTR es el mercado en el que se presentan ofertas de venta y compra que derivan en instrucciones de despacho para la entrega o recepción física de energía en el mismo día de su realización.

En ese sentido, se verificó lo siguiente:

ENERGÍA DESPACHADA DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS, ENERO-SEPTIEMBRE DE 2021  
(MEGAWATT HORA Y PORCENTAJE)

Sistema	Mercado de Día en Adelanto (Mwh) (a)	Mercado de Tiempo Real (Mwh) (b)
Interconectado Nacional	235,637,080.85	232,074,292.58
Baja California	12,126,070.57	11,776,064.63
Baja California Sur	2,130,010.19	2,117,499.85
Total	249,893,161.60	245,967,857.06

Fuente: Elaborado por la SFP de acuerdo con la base de datos del despacho de energía eléctrica, proporcionada con el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/051/2021 del 02 de agosto de 2021 y correo electrónico del 25 de octubre de 2021.

Mwh Megawatt hora.

De enero a septiembre de 2021 se despacharon de manera mensual, en promedio, 27,765,906.85 Mwh en el MDA y 27,329,761.9 Mwh en el MTR. Mientras que la generación fue de 27,394,862.7 Mwh en promedio mensual. Lo anterior indica que en el MTR se despachó el 99.76% de la energía generada.

Se concluye que el CENACE llevó a cabo de manera diaria la asignación y despacho de energía eléctrica, y que en el MTR se despachó el 99.76% de la energía generada, en cumplimiento del artículo 108, fracción V, de la Ley de la Industria Eléctrica.

Resultado núm. 4. Con observación solventada

Acceso abierto a la RNT y las RGD

El análisis del resultado se dividió en los apartados siguientes: a) acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y RGD; b) atención de solicitudes de interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de Centros de Carga; c) los estudios de interconexión y conexión concluidos, y d) resultados obtenidos en el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y RGD.

a) Acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y RGD

En el artículo 33, fracciones I y II de la Ley de la Industria Eléctrica se indica que, para la interconexión de las Centrales Eléctricas y Conexión de los Centros de Carga, el CENACE está obligado a “definir las especificaciones técnicas generales requeridas para realizar las interconexiones y conexiones”, así como “las características específicas de la infraestructura requerida para realizar la interconexión o conexión, (...)”.

En el artículo 107 de la Ley de la Industria Eléctrica se establece que el “CENACE (...) tiene a su cargo (...) brindar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución”.

Para cumplir con otorgar acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la interconexión de las Centrales Eléctricas y Conexión de los centros de carga, el CENACE definió las especificaciones técnicas generales para realizar la interconexión o conexión en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 9 de febrero de 2018.

Con la revisión del Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, se verificó que tiene por objetivo general establecer el procedimiento que

utilizará el CENACE para la atención de solicitudes de interconexión y conexión, así como el proceso para la realización física de la interconexión de centrales eléctricas o conexión de centros de carga, y que está integrado por 17 capítulos.

Asimismo, se verificó que respecto de las características específicas de la infraestructura requerida para realizar la interconexión o conexión, en dicho manual se indica que dichas características se definen a partir de los Estudios de Impacto Versión Rápida; Estudio de Impacto; Estudio Indicativo; Estudio para la Infraestructura de la RNT; Estudios de Clúster; Estudios de Conexión, y Estudios de Interconexión, y que se elabora un oficio resolutivo mediante el cual el CENACE define las Características Específicas de la Infraestructura Requerida al Solicitante para establecer su Interconexión o Conexión, según corresponda.

En conclusión, el CENACE definió en un manual, las especificaciones técnicas generales requeridas para realizar las interconexiones y conexiones, en cumplimiento del artículo 33, fracción I, de la Ley de la Industria Eléctrica; el cual en 2021 se encuentra en proceso de actualización, y que, al tercer trimestre de 2021, su avance fue del 100.0%, pero le corresponde a la CRE la integración, aprobación y, en su caso, publicación de la actualización del manual, por lo que únicamente hizo mención del acta del cierre del proyecto de fecha 30 de septiembre de 2021.

Respecto de las características específicas de la infraestructura requerida para realizar la interconexión o conexión, se definen a partir de los estudios que realiza el CENACE, en cumplimiento del artículo 33, fracción II, de la Ley de la Industria Eléctrica.

#### b) Atención de solicitudes de interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de Centros de Carga

En el artículo 19, fracción VI, del Estatuto Orgánico del CENACE se señala que las Gerencias de Control Regionales tienen la facultad de “atender las solicitudes de interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de Centros de Carga (...)”.

En el numeral 13.2 del Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, se establecen los plazos de atención de los procesos previstos en dicho manual.

Además del Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, para garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio se utiliza el Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC), el cual permite a cualquier persona física o moral registrarse para crear, dar seguimiento y realizar modificaciones a sus solicitudes de estudios que emanen de cada proyecto.

Con el análisis de los reportes de las solicitudes de interconexión y conexión, al tercer trimestre de 2021 del SIASIC, se obtuvieron los resultados siguientes:

SOLICITUDES PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS Y  
CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA, TERCER TRIMESTRE 2021  
(Solicitudes de estudio)

Tipo de estudio	Tipo de solicitud		Total
	Conexión	Interconexión	
Estudio de impacto	49	9	58
Estudio de impacto y calidad del servicio	7	0	7
Estudio de indicativo	0	12	12
Estudio de instalaciones	17	5	22
Impacto versión rápida	0	1	1
<b>Total</b>	<b>73</b>	<b>27</b>	<b>100</b>

Fuente: Elaborado por la Secretaría de la Función Pública con la información contenida en el archivo en Excel "Auditoria UAG-AD-008-2021 Acceso a la RNT y RGD 8.2\_3er Trimestre".

Al tercer trimestre de 2021 se registraron en el SIASIC 100 solicitudes de estudio; de las cuales el 73.0% son de conexión, y el 27.0% de interconexión.

En el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga se establecen los plazos de atención de las solicitudes de interconexión y conexión para cada tipo de estudio; además de que se indican los plazos de atención máximos para la interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de Centros de Carga. Sin embargo, la Dirección de Operación y Planeación del Sistema informó que, desde marzo de 2020, los plazos de todos los trámites vinculados al SIASIC y los que se desprenden del manual, se encuentran suspendidos a causa de la pandemia de COVID-19.

En relación con lo anterior, el CENACE proporcionó la base de datos de las solicitudes de estudio atendidas fuera de plazo, con cuyo análisis se verificó que, al tercer trimestre de 2021, de las 100 solicitudes de estudio 44, el 44.0% presentaron rezagos.

Se concluye que, al tercer trimestre de 2021, para garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio, el CENACE operó el Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC), en donde registraron 100 solicitudes de estudio; el 73.0% son de conexión, y el 27.0% de interconexión, en cumplimiento del artículo 19, fracción VI, del Estatuto Orgánico del CENACE. Se observaron rezagos en su atención, ya que, de las 100 solicitudes, 56 se atendieron dentro del plazo y en 44 se presentaron retrasos, en incumplimiento del numeral 13.2 del Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

En atención al envío de resultados preliminares, el CENACE informó que analizó las causas de los rezagos en la atención de las solicitudes de conexión e interconexión e instrumentó mecanismos para su atención, por lo que al 8 de diciembre ya no se registró rezagos en la atención de las 44 solicitudes de estudios. Lo que acreditó

Al respecto, mandó evidencia de la formalización del "Convenio para la prestación de servicios entre CFE Transmisión y el CENACE, para la atención de solicitudes de Estudios de Instalaciones y cumplimiento de los plazos y obligaciones establecidos en el MIC", y el "Procedimiento de elaboración de Estudio de Conexión e Interconexión y envío de Reporte de Resultados".

Con base en lo anterior, la observación se solventa, ya que el CENACE identificó de manera específica las causas por las cuales se presentaron rezagos en la atención de solicitudes de



Estudios para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga; y como resultado de dicho análisis, implementó mecanismos para solucionar y evitar dichos retrasos, por lo que a diciembre de 2021 no se registraron rezagos en la atención de dichas solicitudes, en cumplimiento del numeral 13.2 del Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de centros de carga.

c) Los estudios de interconexión y conexión concluidos

En el artículo 19, fracción VII, del Estatuto Orgánico del CENACE se señala que las Gerencias de Control Regionales tienen la facultad de “realizar los estudios de interconexión y conexión correspondientes (...)”.

En el artículo segundo, numeral 9, norma cuarta “Información y comunicación”, tercer párrafo, del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno, se señala que “los sistemas de información (...) deben diseñarse e instrumentarse bajo criterios de (...) confiabilidad (...) así como con mecanismos de actualización permanente (...)”.

Con el propósito de verificar el total de estudios de interconexión y conexión realizados por el CENACE al tercer trimestre de 2021, se solicitó la base de datos de los mismos.

Al tercer trimestre de 2021, el CENACE acreditó, con reportes internos, que realizó 26 estudios; sin embargo, esta cifra difiere de los avances reportados del indicador “Porcentaje de atención en tiempo de solicitudes de estudio”, de la Matriz de Indicadores para Resultados del Pp E568 “Dirección, coordinación y control de la operación del sistema eléctrico nacional”, como se presenta en el cuadro siguiente:

AVANCES DE INDICADOR “PORCENTAJE DE ATENCIÓN EN TIEMPO DE SOLICITUDES DE ESTUDIO”,  
TERCER TRIMESTRE 2021

Método de calculo	Meta		Avances			
	Porcentual	Absoluta	Concepto	1 T	2 T	3T
(Número de estudios de interconexiones más conexiones atendidos dentro del tiempo establecido por la normativa vigente/Número total de estudios de interconexiones más conexiones solicitados por atenderse en el trimestre) x 100	66.6%	n.d.	Numerador	15	8	13
			Denominador	19	10	14
			Resultado	78.9%	80.0%	92.9%

Fuente: Elaborado por la Secretaría de la Función Pública, con base en la nota informativa remitida por la Dirección de Estrategia y Normalización, del 26 de octubre de 2021; así como con la información de la Matriz de Indicadores para Resultados del Pp E568 “Dirección, coordinación y control de la operación del sistema eléctrico nacional”, 2021.

En el indicador “Porcentaje de atención en tiempo de solicitudes de estudio”, se estableció una meta trimestral de realizar el 66.6%, y se verificó que esta misma se ha superado en los tres trimestres de 2021, al registrar cumplimientos de 78.9%, 80.0% y 92.9%, respectivamente; sin embargo, se observó que, de acuerdo con el numerador, al tercer trimestre de 2021 se tienen 36 estudios concluidos, cifra que difiere de los 26 estudios reportados por el CENACE en el SIASIC, sin que se justifique dicha diferencia.

Se concluye que en lo que corresponde a los estudios de interconexión y conexión, al tercer trimestre de 2021 el CENACE proporcionó registros de que se elaboraron 26 estudios, en

cumplimiento del artículo 19, fracción VII, del Estatuto Orgánico del CENACE; sin embargo, esta cifra difiere de los 36 estudios registrados como atendidos en el indicador “Porcentaje de atención en tiempo de solicitudes de estudio”, de la MIR del Pp E568, al tercer trimestre 2021, por lo que la información sobre la atención de solicitudes de estudio no es confiable, en incumplimiento del artículo segundo, numeral 9, norma cuarta “Información y comunicación”, tercer párrafo, del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno.

En respuesta a la presentación de resultados preliminares, el CENACE informó que identificó las causas de las diferencias de cifras entre los reportes de los estudios de conexión e interconexión concluidos, y que implementó mecanismos para no tener estas diferencias.

Lo anterior lo acreditó con el análisis de las causas de las diferencias en los reportes de estudios, y con los oficios CENACE/DOPS-SP/182/2021 y CENACE/DOPS-SP/183/2021 con los que se solicita a las Gerencias de Control Regional que proporcionen la información de cada estudio que se haya recibido y/o atendido en el periodo correspondiente al indicador Porcentaje de atención en tiempo de solicitudes de estudio (ICASE), y que se modifique en la Plataforma del Modelo de Indicadores del Desempeño Institucional (PMIDI) lo necesario, para que las Gerencias de Control Regional puedan ingresar archivos como respaldo documental de las cifras reportadas para el indicador ICASE.

Con base en lo anterior, la observación se solventa, ya que el CENACE analizó las causas por las que los reportes de los estudios de interconexión y conexión, y la información del indicador “Porcentaje de atención en tiempo de solicitudes de estudio”, presentaron diferencias en las cifras al tercer trimestre de 2021; y que instrumentó mecanismos para que se homologue dicha información, en cumplimiento del artículo segundo, numeral 9, norma cuarta “Información y comunicación”.

d) Resultados obtenidos en el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y RGD

En el artículo 107 de la Ley de la Industria Eléctrica se establece que el CENACE tiene a su cargo el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

En el artículo 33, fracción III, de la Ley de la Industria Eléctrica, se indica que, para la interconexión de las Centrales Eléctricas y Conexión de los Centros de Carga, el CENACE está obligado a “Instruir a los Transportistas o a los Distribuidores la celebración del contrato de interconexión o conexión, (...) una vez definidas las características específicas de la infraestructura requerida o determinada la exención de las mismas”.

Los contratos de interconexión y conexión se llevan a cabo después de realizados los estudios y una vez definidas las características específicas de la infraestructura requerida o determinada. De esta manera, en el periodo 2016-2021, el CENACE instruyó la realización de 1,107 contratos para acceder a la RNT y las RGD; de los cuales, 492, el 44.4%, fueron para transportistas; 605, el 54.7% para distribuidores y 10, el 0.9% para Generadores de Intermediación, como se muestra en el cuadro siguiente:

ESTATUS DE LA REALIZACIÓN DE LOS CONTRATOS DE INTERCONEXIÓN O CONEXIÓN PARA EL ACCESO ABIERTO A LA RNT Y RGD (CONTRATOS)

Año	Total	Transportista				Distribuidor				Generador de Intermediación
		Firmado	No firmado	En proceso de firma	Subtotal	Firmado	No firmado	En proceso de firma	Subtotal	Firmado
2016	120	69	0	0	69	44	1	1	46	5
2017	122	100	5	0	105	11	4	0	15	2
2018	114	91	2	2	95	15	1	0	16	3
2019	98	63	5	0	68	28	2	0	30	0
2020	115	54	1	9	64	37	1	13	51	0
2021	824	87	7 <sup>2/</sup>	44 <sup>3/</sup>	138	283	3	400	686	0
Total	1,393 <sup>1/</sup>	464	20	55	539	418	12	414	844	10

Fuente: Elaborado por la Secretaría de la Función Pública, con información del listado de las instrucciones del Cenace a los transportistas y distribuidores para la celebración del contrato de interconexión o conexión a la RNT y RDG, del 2016 al tercer trimestre de 2021.

1/ En la base de datos "6.3 Listado de instrucciones de Contratos 2016-2021.xls", se identificó un total de 1,398 registros. Sin embargo, se identificó que 3 son de 2015, en 1 se registró como fecha 1900, y en otro, en el campo de fecha se registró "En revisión", por lo que no se incluyeron en el análisis.

2/ Incluye una instrucción con el estatus "Solicitante no se presentó a la firma".

3/ Incluye una instrucción con el concepto de agente económico "Transportista/distribuidor".

En cuanto al estatus de estos contratos, se verificó que, al tercer trimestre de 2021, en el caso de los transportistas, de los 539 contratos, 55 se encontraban en proceso de firma y 20 no estaban firmados; para el caso de los 844 contratos de los distribuidores, 418 estaban firmados, 414, se encontraban en proceso de firma y 12 no estaban firmados; y de los generadores de intermediación todos se encontraron firmados. Sin embargo, se observó que al 2021 existen contratos de años anteriores en proceso de firma y sin firmar; al respecto, el CENACE informó que no participa en la suscripción de los Contratos de Interconexión y Conexión, sólo en su seguimiento y registro<sup>1/</sup>.

Por lo anterior, al tercer trimestre de 2021 se ha dado acceso a la RNT y RGD a 464 transportistas; 418 distribuidores, y 10 Generadores de Intermediación. Los cuales de acuerdo con el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, una vez suscrito el Contrato de Interconexión o Conexión, el solicitante deberá iniciar la construcción de las obras conforme a lo determinado en las Características Específicas de la Infraestructura Requerida establecidas en los Estudios de Interconexión y Conexión elaborados por el CENACE, así como las ingenierías de detalle propuestas por el Transportista, Contratista o Distribuidor, y aceptadas por el CENACE.

En conclusión, en el periodo 2016-2021, el CENACE instruyó la realización de 1,393 contratos para dar acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y las RGD, en cumplimiento de los artículos 33, fracción III, y 107 de la Ley de la Industria Eléctrica; de éstos: 539, el 38.7%, fueron para transportistas; 844, el 60.6% para distribuidores y 10, el 0.7% para Generadores de Intermediación.

1/ De acuerdo con el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, publicado en Diario Oficial de la Federación, el viernes 9 de febrero del 2018, el contrato se lleva a cabo entre una persona física o moral, y la Secretaría de Energía; el Transportista; Distribuidor o algún organismo del Estado, según corresponda.

Resultado núm. 5. Con observación solventada

Construcción y modernización de la infraestructura del CENACE

En el artículo 45, primer párrafo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria se señala que “los ejecutores de gasto serán responsables de la administración por resultados; para ello deberán cumplir con (...) las metas (...) previstas en sus respectivos programas”.

El artículo 43, fracción XX, del Estatuto Orgánico del CENACE establece que le corresponde a la Jefatura de Unidad de Operación Financiera “coordinar la integración, registro y seguimiento de los programas y proyectos de inversión (...)”.

Para este resultado, se revisaron los programas y proyectos de inversión del CENACE, registrados en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) 2021, así como sus avances físicos y financieros al tercer trimestre de 2021.

En el PEF 2021, el CENACE estableció cinco programas y proyectos de inversión; de éstos, en tres se revisó el cumplimiento de sus avances físicos y financieros, por ser de modalidad “Proyecto de Inversión de Infraestructura Económica”, los cuales se detallan a continuación:

PROGRAMAS Y PROYECTOS DE INVERSIÓN DEL CENACE REGISTRADOS EN EL PEF 2021

Clave Pp	Proyecto	Objetivo	Metas	Av. Fisi. <sup>1/</sup>	Av. Fina. <sup>2/</sup>
K001	Construcción y Adquisición de Equipamiento para Salas Carrier	Asegurar la continuidad de la operación del SEN, proporcionando seguridad en la información y evitando vulnerabilidades en la transmisión de los datos de los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (PMEM) hacia el CENACE.	Construcción de 10 Salas Carrier y su equipamiento, se llevará a cabo en el 2021,	0%	0%
K029	Programa de adquisiciones de infraestructura crítica, actualización de los sistemas de aires acondicionados	Mantener los sistemas informáticos a temperatura en condiciones adecuadas durante todo el tiempo en que se demande el servicio, para que las funciones del CENACE se lleven a cabo de manera óptima.	570 equipos de aires acondicionados que permitirán mantener una temperatura y humedad en condiciones adecuadas, en todo el tiempo que se demande el servicio.	0%	0%
K029	Modernización y Ampliación de Equipos de Redes de Comunicaciones	Modernizar y ampliar los sistemas de redes de comunicaciones de voz, datos y video del CENACE.	Que las Redes de Datos, Voz y Video sean herramientas para Los sistemas de supervisión y control del SEN, y del sistema de operación del MEM	0%	0%

Fuente: Elaborado por la SFP con base en el análisis costo-eficiencia de los proyectos “Construcción y Adquisición de Equipamiento para SALAS CARRIER del CENACE” y “Modernización y Ampliación de Equipo de Redes de Comunicaciones del CENACE”; y la ficha técnica del proyecto “Programa de adquisiciones de infraestructura crítica, actualización de los sistemas de aires acondicionados del CENACE”, proporcionados con el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/051/2021 del 02 de agosto de 2021

Con los reportes de avance físico y financiero de los proyectos sujetos a revisión, se verificó que el CENACE los registró en 2021, en el Módulo de Seguimiento de Programas y Proyectos de Inversión, de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y que al tercer trimestre de 2021, no presentaron avances ni físicos, ni financieros, en incumplimiento a lo programado en los calendarios de actividades contenidos en los análisis costo-eficiencia de los proyectos “Construcción y Adquisición de Equipamiento para SALAS CARRIER del CENACE” y “Modernización y Ampliación de Equipo de Redes de Comunicaciones del CENACE”, donde se establecieron actividades a desarrollar al tercer trimestre de 2021. El ente señaló que reprogramó estos proyectos para el siguiente ejercicio fiscal.

En conclusión, el CENACE registró en el PEF 2021 y dio seguimiento a los tres proyectos de inversión “Construcción y Adquisición de Equipamiento para SALAS CARRIER del CENACE”; “Programa de adquisiciones de infraestructura crítica, actualización de los sistemas de aires acondicionados del CENACE” y “Modernización y Ampliación de Equipo de Redes de Comunicaciones del CENACE” de conformidad con el artículo 43, fracción XX, del Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía. Se observó que su avance físico y financiero fue del 0.0%, en incumplimiento del artículo 45, primer párrafo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. Lo anterior puede afectar el control y operación del SEN, ya que no se contará con la capacidad para recibir las telecomunicaciones de los PMEM con la seguridad informática requerida; la confiabilidad de los equipos relacionados con la infraestructura de comunicaciones podría verse comprometida por las altas temperaturas; y la disponibilidad de los servicios de datos, voz y video del CENACE, no sería la adecuada para lograr la continuidad en la operación de sus actividades sustantivas.

En atención al envío de resultados preliminares, el CENACE remitió las causas por las cuales no se cumplieron los avances físicos y financieros, así como la evidencia documental de los mecanismos instrumentados para cada uno de los programas y proyectos de inversión registrados en el PEF 2021, que consistieron en la creación del Comité de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas; el trámite ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para recalendarizar la cartera para el año 2022; la división del proyecto en dos procedimientos de contratación, y la conformación del grupo de especialistas de obra pública del CENACE.

Con base en lo anterior, la observación se solventa, ya que el CENACE remitió información en la que describieron las causas por las cuales no se reportaron los avances físicos y financieros para los tres proyectos de construcción y modernización de la infraestructura, así como las medidas que instrumentó para cumplir con los proyectos de inversión, en cumplimiento del artículo 45, primer párrafo de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

Resultado núm. 6. Con observación

Confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional

Confiabilidad se refiere a la satisfacción de la demanda eléctrica bajo condiciones de suficiencia y seguridad de despacho; y la seguridad de despacho: es la condición operativa en la cual se puede mantener la calidad y continuidad de la operación del SEN, en el corto plazo, frente a la falla de uno o múltiples elementos.

El resultado se dividió en los apartados siguientes: a) avance en el cumplimiento de objetivos de confiabilidad y seguridad del SEN, y b) Estados operativos de alerta y emergencias en el SEN.

a) Avance en el cumplimiento de los principios de confiabilidad y seguridad del SEN

El Programa Institucional del Centro Nacional de Control de Energía 2020-2024 señala el objetivo prioritario 1 “Operar y mantener en condiciones de (...) confiabilidad, (...) seguridad (...) el desempeño del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”.

Con la revisión del Programa Institucional del Centro Nacional de Control de Energía 2020-2024, se verificó que para medir el avance del objetivo prioritario 1, en el apartado 8 “Metas para el Bienestar y Parámetros”, se definió el índice “Porcentaje de cumplimiento promedio en las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Nacional (PCPCOSEN)”, el cual se obtiene del promedio de tres indicadores, y tiene como meta de mantener en 2021 el resultado igual o superior a 97.4%, como se presenta en el cuadro siguiente:

PORCENTAJE DE CUMPLIMIENTO EN LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (PCPCOSEN), AL TERCER TRIMESTRE DE 2021

Concepto	Porcentaje de energía entregada en el SEN. (PEESEN)	Porcentaje de eficacia del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD del MEM (EPAM).	Porcentaje de eficiencia económica en la satisfacción de la demanda de energía (EFCO).
Condición del SEN que mide: <sup>1/</sup>	Confiabilidad, calidad, continuidad y seguridad	Confiabilidad y sustentabilidad	Eficiencia
Resultado	100.0%	100.0%	98.27%
Porcentaje de cumplimiento promedio en las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Nacional (PCPCOSEN)			
Resultado	99.4%		

Fuente: Elaborado por la Secretaría de la Función Pública, con base en información de la nota informativa del 26 de octubre de 2021, y con base en la Información General de los Indicadores de la MIR, del Pp E568, reportados en el Portal Aplicativo de la Secretaría de Hacienda (PASH), y el Programa Institucional del Centro Nacional de Control de Energía 2020-2024.

1/: Clasificación señalada por la Dirección de Estrategia y Normalización mediante nota informativa del 31 de agosto 2021.

Al tercer trimestre de 2021, el indicador PCPCOSEN registró un resultado de 99.4%, cifra superior en 2.0 puntos porcentuales a la meta de 97.4% en 2021.

En cuanto a los indicadores que integran dicho indicador, se verificó que dos miden la confiabilidad y uno la seguridad.

Asimismo, el CENACE da seguimiento a los indicadores porcentaje de cumplimiento de calidad de frecuencia y de calidad del voltaje, así como al margen de reserva operativa; los resultados del periodo 2016-2021 se muestran a continuación:

RESULTADOS DE LOS INDICADORES QUE EVALÚAN EL CUMPLIMIENTO DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, AL TERCER TRIMESTRE DE 2021

Indicador	Parámetros <sup>1/</sup>	Referentes <sup>2/</sup> internacionales	Meta del Programa Institucional 2020-2024	Resultados <sup>4/</sup>					
				2016	2017	2018	2019	2020	2021 <sup>3/</sup>
Porcentaje de cumplimiento de calidad de frecuencia	59.85-60.15 Hz	Cumplir con el tiempo comprometido dentro de la banda de frecuencia	Resultados por arriba o igual a: 99.98%	n.d.	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Índice de calidad del Voltaje	+/- 3%	No sobrepasar el tiempo comprometido fuera de la banda de tensión	Valores constantes, inferiores o iguales de: 0.020	.0004	.0005	.0005	.0004	.0001	.0001

FUENTE: Elaborado por la Secretaría de la Función Pública, con base en el Reporte de los indicadores al tercer trimestre de 2021 del Pp E568 “Dirección, coordinación y control de la operación del sistema eléctrico nacional”.

1/: Parámetros establecidos en el Código Red, para la Reserva Operativa para los estados operativos del SEN.

2/: Referentes. Federal Energy Regulatory Commission August 2016 (Revised August 2017).

3/: Resultados obtenidos al tercer trimestre de 2021.

4/: Corresponden a los valores promedio anual obtenidos con base en la información remitida por el CENACE mediante oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/051/2021, del 2 de agosto de 2021.

De acuerdo con los resultados del periodo 2016-2020, la calidad del voltaje del SEN se mantuvo dentro de la banda de control establecida de entre (+-3.0%), y por debajo del umbral tolerado de 0.020; además, se verificó que dicha dinámica continuó al tercer trimestre de 2021, por lo que la mayor parte del tiempo, el voltaje del SEN se mantuvo en los niveles de calidad requerido.

De igual manera, se verificó que en el periodo 2016-2020, la calidad de frecuencia eléctrica estuvo dentro de la banda de control (59.8 Hz - 60.2 Hz) establecida en el Código de Red, y que ese comportamiento prevalece al tercer trimestre de 2021, toda vez que el resultado es superior al umbral de 99.98% establecido en el Programa Institucional del CENACE 2020-2024, lo cual significa que se garantizó un suministro eléctrico para los equipos conectados o interconectados a la red eléctrica, ya que estos equipos deben operarse a 60 Hz.

Respecto del cumplimiento de la reserva operativa, el ente señaló que, para lograr una operación confiable del SEN, se requiere de un nivel de Reserva Operativa que permita en cualquier instante mantener la frecuencia, a fin de evitar la afectación de los Centros de Carga ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa, de esta manera el valor mínimo de este indicador debe ser 6.0%.

En el periodo 2016-2021, el MRO se ubicó en los valores siguientes:

PROMEDIO DEL MARGEN DE RESERVA OPERATIVA DE LOS SISTEMAS QUE INTEGRAN EL SEN, AL TERCER TRIMESTRE DEL 2021.

Sistema	Margen de Reserva Operativa (MRO) (%)						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021 <sup>1/</sup>	Variación % 2016-2021
SIN	16.04	17.10	15.18	19.7	17.5	15.7	(2.1)
BCA	23.4	24.45	19.4	19.19	19.1	14.51	(38.0)
BCS	18.7	18.95	18.24	15.63	17.18	13.2	(29.4)

FUENTE: Elaborado por la Secretaría de la Función Pública, con base en reportes diarios reportados en el Sistema de Información de Mercado (SIM), en el apartado de Operación del SEN (margen de reserva operativa), para los sistemas: SIN, BCA y BCS, al tercer trimestre del 2021.

<sup>1/</sup> Solo se tomaron los valores existentes al tercer trimestre del 2021, toda vez que para algunos días no existe información disponible.

Siglas: SIN: Sistema Interconectado Nacional; BCA: Sistema Interconectado Baja California y BCS: Sistema Interconectado de Baja California Sur.

Como se observa, para los tres subsistemas, el MRO se ubicó por encima del valor mínimo de 6.0%; sin embargo, en el periodo 2016-2021, el margen de reserva operativa en los tres sistemas ha disminuido.

Con el fin de verificar el número de días en los que el MRO fue igual o inferior al 6.0%, se consultó el Sistema de Información de Mercado (SIM), del 1 de enero al 30 de septiembre de 2021, y se verificó que hubo 6 días en los que se ubicó igual o por debajo del mínimo de 6.0% requerido, como se presenta a continuación:

EVENTOS DE EMERGENCIA DECLARADOS POR UN MARGEN DE RESERVA OPERATIVA MENOR AL 6.0%, 2021

Sistema	MRO registrado		Causas	Medida implementada
	Fecha	Valor		
Sistema Interconectado Nacional (SIN)	15/feb/21	5.4%	Las Gerencias de Control Regional Norte y Noreste del Sistema Interconectado Nacional, estuvieron en Estado Operativo de Alerta, por afectación de carga ante bajo margen de reserva operativa. <sup>1/</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Operación de Esquemas de Acción Remedial.</li> <li>Desconexión/Afectación de carga.</li> <li>Restablecimiento de elementos del SEN/carga.</li> </ul>

EVENTOS DE EMERGENCIA DECLARADOS POR UN MARGEN DE RESERVA OPERATIVA MENOR AL 6.0%, 2021

Sistema	MRO registrado		Causas	Medida implementada
	Fecha	Valor		
Capacidad <sup>1/</sup> 83,733.0 MW	17/feb/21	5.8%	El Sistema Interconectado Nacional estuvo en Estado Operativo de Alerta por Margen de Reserva Operativa menor al 6.0%. <sup>2/</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Operación de Esquemas de Acción Remedial.</li> <li>Desconexión/Afectación de carga.</li> <li>Restablecimiento de elementos del SEN/carga.</li> </ul>
Sistema Interconectado Baja California Sur	11/may/21	6.0%	La Subgerencia de Control Baja California Sur estuvo en Estado Operativo de Alerta al no cumplir con requerimiento de Reserva Operativa por tener déficit de generación. <sup>3/</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Operación de Esquemas de Acción Remedial.</li> <li>Desconexión/Afectación de carga.</li> <li>Restablecimiento de elementos del SEN/carga.</li> </ul>
Capacidad <sup>2/</sup> 901.6 MW	29/jul/21	4.6%	El Sistema Eléctrico Mulegé estuvo en Estado Operativo de Alerta al tener Reserva Operativa menor al requerimiento. <sup>4/</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>n.d.</li> </ul>
	24/ago/21	5.3%	No hay datos de la falla reportada en el sistema de Baja California Sur. <sup>5/</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>n.d.</li> </ul>
Sistema Interconectado Baja California Capacidad <sup>2/</sup> 4,021.8 MW	20/jul/21	3.2%	<ul style="list-style-type: none"> <li>La GCR de Baja California del SEN estuvo en Estado Operativo de Alerta en la Zona Ensenada.</li> <li>La GCR de Baja California del Sistema Eléctrico Nacional, estuvo en Estado Operativo de Alerta por déficit de generación en Zona Valle y depender de la operación de Acción Remedial. <sup>6/</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>n.d.</li> </ul>

Fuente: Elaborado por la SFP, con base en los reportes de condiciones del Estado Operativo del SEN, así como los archivos de Excel compartidos por la dependencia en los puntos 22.1 y 22.2 del requerimiento de información.

1/ Obtenido del Estado Operativo del SEN, en el reporte de condiciones 6563.

2/ Obtenido del Estado Operativo del SEN, en el reporte de condiciones 6569.

3/ Obtenido del Estado Operativo del SEN, en el reporte de condiciones 4092.

4/ Obtenido del Estado Operativo del SEN, en el reporte de condiciones 4105.

5/ Estado Operativo del SEN, una vez revisados los reportes de condiciones 4245, 4246, 7570, 7573, 7574, 7575, 7576.

6/ Obtenido del Estado Operativo del SEN, en los reportes de condiciones 4174 y 4177.

7/ Información remitida por la Dirección de Estrategia y Normalización, mediante oficio No. CENACE/DEN-SEN-JUCI/072/2021 del 20 de septiembre de 2021.

n.d. No disponible, debido a que la base de datos tiene fecha de corte al 11 de julio de 2021.

Se verificó que los 6 días en que el MRO fue igual o inferior del 6.0%, fueron declarados como estados operativos de emergencia, y de esos; 2 ocurrieron en el SIN debido a las condiciones meteorológicas sobre los estados del Noroeste, Norte y Noreste del país, ocasionando afectaciones en el suministro de gas y, por consecuencia, indisponibilidades en Unidades de Centrales Eléctricas.

Respecto de las cuatro registradas en los sistemas interconectados de Baja California y Baja California Sur, éstas ocurrieron por déficits de generación de energía y bajos voltajes.

Se concluye que, el CENACE estableció tres indicadores para medir las condiciones de confiabilidad y seguridad, que forman parte del índice “Porcentaje de cumplimiento promedio en las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Nacional (PCPCOSEN)” del Programa Institucional del CENACE 2020-2024, y que los resultados obtenidos al tercer trimestre 2021 revelaron que el SEN operó en condiciones de confiabilidad y seguridad, en cumplimiento del objetivo prioritario 1, del Programa Institucional del Centro Nacional de Control de Energía 2020-2024.

Asimismo, el CENACE acreditó contar con indicadores que permiten medir la calidad de voltaje, la calidad de frecuencia y el Margen de Reserva Operativa; los cuales, al tercer trimestre de 2021, mostraron que la mayor parte del tiempo el voltaje del SEN se mantuvo en los niveles de calidad requerido; que la calidad de frecuencia eléctrica estuvo dentro de



la banda de control (59.85 Hz - 60.15 Hz) establecida en el Código de Red, y que si bien hubo seis días en los que se registró un Margen de Reserva Operativa igual o por debajo del mínimo de 6.0%, el SEN operó de manera confiable, ya que hubo un balance entre la demanda y generación de energía la mayor parte del tiempo.

b) Estados operativos de alerta y emergencias en el SEN

El artículo 108, fracción V, de la Ley de la Industria Eléctrica establece que “el CENACE está facultado para (...) satisfacer la demanda de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional”.

En el artículo 109 de la Ley de la Industria Eléctrica, se establece que el “CENACE desarrollará prioritariamente sus actividades para garantizar la operación del SEN en condiciones de (...), confiabilidad, (...), seguridad (...)”.

En el artículo segundo del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía, se establece que “el CENACE ejercerá sus funciones bajo principios de (...) confiabilidad (...) seguridad (...)”, y en el artículo cuarto, fracción II, se establece que, “el CENACE, (...), tendrá la facultad de proponer a la CRE ajustes y modificaciones a (...) ordenamientos relacionados con su objeto”.

Para verificar la seguridad con la que operó el SEN, en este apartado se analizaron los estados operativos de alerta y emergencia; el primero se refiere al estado declarado por el CENACE en donde todas las variables del SEN aún se encuentran dentro de sus límites operativos, y al segundo, en donde en la operación no se tienen adecuados márgenes de reserva; se opera al sistema eléctrico fuera de los límites de seguridad; que las transferencias de potencia sean mayores a las recomendables; que exista insuficiente reserva rodante y violaciones operativas que comprometen la integridad del sistema eléctrico.

En el periodo 2016-2021, se han declarado un total de 8,333 estados operativos de alerta y emergencia, de los cuales 7,944, el 95.3% fueron alertas y 389, el 4.7% para emergencia; el comportamiento se presenta en el gráfico siguiente:



FUENTE: Elaborado por la Secretaría de la Función Pública, con la información remitida mediante oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/051/2021, del 2 de agosto de 2021 y correo electrónico del 27 de octubre de 2021.

TMCA: Tasa Media de Crecimiento Anual, se calculó a partir de 2017 y hasta 2020, ya que la información de 2016 y 2021, es parcial y no incluye todo lo realizado en el año: 2016: junio-dic; 2021: enero-julio.

En el periodo 2017-2020, los estados operativos de alerta y emergencia se incrementaron en 15.9% y 5.0% en promedio anual, respectivamente. En tanto que, al tercer trimestre de 2021, se han declarado 1,640 estados operativos: 1,561 de alertas y 79 de emergencias.

De acuerdo con la información proporcionada por la entidad fiscalizada, así como de su Informe de Autoevaluación del primer semestre 2021 se verificó que las principales causas de los estados operativos de alerta fueron: falta de infraestructura y fallas en la Red Nacional de Transmisión; falla o degradación de las unidades de control de energía, indisponibilidad de gas y condiciones climatológicas.

Asimismo, se verificó que de los 1,640 estados operativos de alerta registrados a septiembre de 2021; 5 se encuentran vigentes y se deben a: fallas en subestaciones; por fallas y salidas de servicio de líneas de transmisión, y por indisponibilidad de líneas de transmisión.

En cuanto a las medidas específicas que se aplicaron para atender los estados operativos de alerta y emergencia, se verificó que en el periodo 2016-2021, se implementaron las siguientes:

DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS ESPECÍFICAS APLICADAS PARA ATENDER LOS ESTADOS OPERATIVOS DE ALERTA Y EMERGENCIA, 2016-2021

Estados operativos de alerta	Estados operativos de emergencia
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modificación a los planes de mantenimiento.</li> <li>• Instrucciones excepcionales de despacho.</li> <li>• Interrupción o modificación de transacciones interrumpibles.</li> <li>• Modificación a instrucciones de despacho.</li> <li>• Modificación en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica.</li> <li>• Cambio de topología del SEN.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Operación de Esquemas de Acción Remedial.</li> <li>• Desconexión/Afectación de carga.</li> <li>• Restablecimiento de elementos del SEN/carga.</li> </ul>

Fuente: Elaborado por la Secretaría de la Función Pública, con información de la base de datos de los reportes de los estados operativos de alerta y emergencia del SEN remitidos por la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.

En el periodo 2016-2021, el CENACE aplicó medidas específicas para atender los 8,333 estados operativos de alerta y emergencia; sin embargo, éstas no han logrado revertir la tendencia creciente de esos eventos, toda vez que de las fallas registradas únicamente la de “falla o degradación de las unidades de control de energía”, son imputables al Centro; por lo que es probable que el SEN continúe en sus límites operativos, y que se presenten más emergencias que lleven al CENACE a continuar aplicando acciones remediales para atender los problemas de operar al sistema eléctrico fuera de los límites de seguridad.

Al respecto, el CENACE informó que existe un rezago importante en el desarrollo de obras de infraestructura eléctrica para incrementar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y, por tanto, reducir los Estados Operativos de Alerta y Emergencia en la Red Nacional de Transmisión.

En conclusión, se verificó que de conformidad con el artículo 109 de la Ley de la Industria Eléctrica y el artículo segundo del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía, el CENACE desarrolló actividades para garantizar que el SEN operara en condiciones de confiabilidad y seguridad; sin embargo, se observó que en el periodo 2017-2020, los estados operativos de alerta y emergencia se incrementaron en 15.9% y 5.0% en promedio anual, respectivamente, y que, en 2021, la tendencia creciente se ha mantenido, puesto que al tercer trimestre del año, se han declarado 1,561 estados operativos de alerta y

79 de emergencias, y que si bien el CENACE aplicó medidas específicas para atenderlos, éstas no han logrado revertir la tendencia creciente de esos eventos, por lo que es necesario que el CENACE se coordine con la CRE y la SENER para realizar ajustes y modificaciones a los ordenamientos relacionados con su objeto, a fin de ampliar la infraestructura de transmisión y distribución de manera oportuna y evitar que el SEN continúe en sus límites operativos, y que se presenten más emergencias que lleven al CENACE a continuar aplicando acciones remediales para atender los problemas de operar al sistema eléctrico; comprometiendo así, la integridad y seguridad de despacho del sistema eléctrico, en incumplimiento de lo señalado en el artículo cuarto, fracción II, del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía y de los artículos 108 y 109 de la Ley de la Industria Eléctrica.

#### Recomendación al desempeño núm. 1

Para que el Centro Nacional de Control de Energía, en coordinación con la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía analice las causas por las cuales, en el periodo 2017-2020, los estados operativos de alerta y emergencia se incrementaron en 15.9% y 5.0% en promedio anual, respectivamente, y que en 2021 la tendencia creciente se mantiene. Con base en el resultado de ese análisis, se propongan a la Comisión Reguladora de Energía ajustes y modificaciones a los ordenamientos relacionados con su objeto, a efecto de contribuir a que se incremente la infraestructura de transmisión y distribución y, con ello, se revierta dicho incremento a fin de garantizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de confiabilidad y seguridad, en cumplimiento de los artículos cuarto, fracción II, del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía y 109 de la Ley de la Industria Eléctrica; e informe a la Secretaría de la Función Pública de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia determinada.

#### Resultado núm. 7. Con observación solventada

##### Satisfacer la demanda de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional

El resultado se dividió en dos apartados: a) oferta y demanda de energía eléctrica en el SEN y b) satisfacción de la demanda de energía eléctrica.

##### a) Oferta y demanda de energía eléctrica en el SEN

En el artículo 80, fracción IV, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica se indica que “las Reglas del Mercado (...) deberán prever (...) la metodología para pronosticar y determinar el nivel de la demanda y la disponibilidad de la oferta de energía eléctrica (...)”.

El numeral 5.1.2 del Manual de Pronósticos señala que “el CENACE desarrollará la Guía Operativa que contenga la metodología detallada y ejemplos para el pronóstico de Demanda”.

Para este apartado se revisó la metodología para el pronóstico de la demanda y oferta de energía eléctrica, así como los resultados obtenidos con la aplicación de esta metodología.

En cuanto al pronóstico de la demanda, la metodología se encuentra referenciada en el Manual de Pronósticos. Con el análisis de dicho documento, se verificó que el centro podrá utilizar diferentes metodologías para el modelo de Pronóstico de Demanda, las cuales son

promedio móvil simple; promedio móvil ponderado; regresión lineal múltiple y días similares.

Asimismo, el Manual establece que el CENACE desarrollará la Guía Operativa que contenga la metodología detallada y ejemplos para el pronóstico de Demanda. Al respecto, el ente informó que se encuentra en proceso de elaboración, y proporcionó el “Programa de trabajo de la Unidad de Mercado de Tiempo Real y del Día en Adelanto” en el que se incluyeron cuatro actividades a desarrollar de enero a junio de 2022, las cuales son: “Conciliar con los diferentes procesos involucrados el alcance, el contenido y el nombre del documento”; “Actualización de ajustes y recomendaciones”; “Terminar la versión final de proyecto (...)”, e “Incorporar al Sistema de Administración de Normas Internas y Normateca Interna del CENACE”.

Respecto de los resultados obtenidos con la aplicación de la metodología para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica, el ente informó que son evaluados de acuerdo con la “Metodología para el pronóstico de la demanda”, contenida en el Manual de Pronósticos. Para esta metodología, el CENACE utiliza la métrica “Mean Absolute Percentage Error” (MAPE), para medir el grado de certeza con que realiza sus Pronósticos de Demanda y así conocer qué tan grandes son los errores de pronóstico comparados con los valores reales. A continuación, se presentan los resultados del periodo 2018-2021:

VARIACIÓN EN LOS PRONÓSTICOS DE DEMANDA DEL CENACE, 2018-2021  
(MWH Y PORCENTAJE)

Año	Pronóstico de demanda	Demanda real	Variación (%)
Sistema Interconectado Nacional			
2018	295,460,633	296,317,572	0.29
2019	302,726,317	301,793,937	0.31
2020	295,027,806	294,230,615	0.27
2021 <sup>1/</sup>	121,442,081	121,878,612	0.36
Sistema Interconectado Baja California			
2018	13,847,658	13,999,282	1.08
2019	14,029,357	14,151,556	0.86
2020	14,717,093	14,557,986	1.08
2021 <sup>1/</sup>	5,464,174	5,330,217	2.45
Sistema Interconectado Baja California Sur			
2018	2,584,254	2,561,156	0.89
2019	2,644,786	2,632,551	0.46
2020 <sup>2/</sup>	2,378,824	2,358,891	0.84
2021 <sup>1/</sup>	916,139	913,003	0.34

Fuente: Elaborado por la Secretaría de la Función Pública con base en la evaluación de los pronósticos de demanda del periodo 2018-2021, proporcionada con el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/051/2021 del 02 de agosto de 2021 y correo electrónico del 27 de octubre de 2021.

MWH Megawatt hora.

<sup>1/</sup> Información a mayo de ese año.

<sup>2/</sup> Información del mes de mayo no disponible.

Se verificó que, de 2018 a mayo de 2021, el Sistema Interconectado Nacional y el Sistema Interconectado de Baja California Sur no rebasaron el 1.0% de variación entre los Pronósticos de Demanda y los valores reales de energía consumida.

En cuanto al pronóstico y determinación de la oferta de energía eléctrica, el CENACE señaló que la disponibilidad de la oferta para el Mercado de Energía de Corto Plazo es un valor diario horario, que se puede encontrar en el Sistema de Información del Mercado (SIM). Ahí están disponibles los datos de Oferta Térmica, Oferta Hidroeléctrica, Oferta de Recursos Intermitentes Despachables, Ofertas No Despachables, y Ofertas de programa de

generación del Generador de Intermediación para el Mercado del Día en Adelanto (MDA) y para el Mercado de Tiempo Real (MTR). Sin embargo, si bien se lograron identificar los datos correspondientes a la disponibilidad de la oferta, el CENACE no remitió información relacionada con la metodología empleada para su cálculo.

*Al respecto, mediante nota informativa del 15 de diciembre de 2021, el CENACE informó que, dada la situación actual respecto a la reforma energética, la metodología para el pronóstico y la determinación de la disponibilidad de oferta, será elaborada hasta que estén dadas las condiciones para ello.*

En relación con los resultados de la disponibilidad de la oferta, el centro indicó que corresponden a las asignaciones y despacho del MDA, los cuales se encuentran en el SIM. Con su consulta, se verificó que en ese Sistema se encuentran los reportes de cantidades asignadas de energía eléctrica por zona de carga, cantidades asignadas de Servicios Conexos por Zona de Reserva, Energía asignada de Importación y Exportación, y Asignación por Participante del Mercado; estos reportes tienen una periodicidad diaria, además de estar desagregados por cada uno de los Sistemas Interconectados.

En conclusión, el CENACE comprobó la metodología para pronosticar y determinar el nivel de la demanda, la cual se encuentra referenciada en el Manual de Pronósticos e incluye diversas metodologías para realizar el Pronóstico de Demanda; respecto de la metodología para el pronóstico y la determinación de la disponibilidad de oferta, será elaborada hasta que estén dadas las condiciones para ello, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 80, fracción IV, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.

En cuanto al proyecto de la Guía operativa que contenga la metodología detallada y ejemplos para el pronóstico de Demanda, se verificó que estará disponible en junio de 2022, en cumplimiento del numeral 5.1.2 del Manual de Pronósticos.

#### b) Satisfacción de la demanda de energía eléctrica

En el artículo 3, fracción X, de la Ley de la Industria Eléctrica se establece que el CENACE contribuye a “satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales (...)”.

El artículo 108, fracción V, del mismo precepto legal señala que “el CENACE está facultado para (...) satisfacer la demanda de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional”.

En el artículo 27 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria se establece que “la estructura programática (...) deberá incluir indicadores de desempeño con sus correspondientes metas anuales. Dichos indicadores de desempeño corresponderán a un índice, medida, cociente o fórmula que permita establecer un parámetro de medición de lo que se pretende lograr en un año expresado en términos de cobertura (...)”.

Para este apartado, se revisaron los indicadores que permiten conocer en qué medida el CENACE satisface la demanda de energía eléctrica en el SEN, y en qué porcentaje el SEN contribuye a la satisfacción de energía de la población en el país.

En cuanto al primero, con la revisión de Matriz de Indicadores para Resultados (MIR) 2021 del Programa Presupuestario E568 “Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional”, se identificó el indicador de nivel propósito “Porcentaje de

energía entregada en el Sistema Eléctrico Nacional" (PEESEN), cuya frecuencia de medición es anual y el cual permite cuantificar el porcentaje de energía entregada, entendida como el consumo neto de los usuarios del Sistema, respecto del total de energía requerida por éstos.

Este indicador es de nueva creación, por lo que sólo se cuenta con datos a partir de 2019 y hasta junio de 2021. Los resultados del indicador han sido de 99.9% en el periodo 2019-2021, lo que sugiere que el CENACE ha entregado la totalidad de energía eléctrica que los usuarios del Sistema requieren.

Respecto de la contribución del SEN para la satisfacción de energía de la población en el país, el CENACE informó que se puede realizar una aproximación a partir del cociente del consumo del SEN entre el consumo total del país, reportado en el Balance Nacional de Energía 2019. Sin embargo, el organismo únicamente contó con datos del consumo nacional de energía, lo que se contrastó con los reportes del consumo del SEN, como se detalla en el cuadro siguiente:

CONTRIBUCIÓN DEL SEN EN LA SATISFACCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL, 2017-2019  
(GWH Y PORCENTAJE)

Año	Consumo en el SEN	Consumo nacional	Contribución
2017	303,107.61	323,541.69	93.68
2018	311,931.89	345,838.92	90.20
2019	318,643.31	343,277.81	92.82

Fuente: Elaborado por la Secretaría de la Función Pública con base en la información proporcionada con el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/051/2021 del 02 de agosto de 2021.

En el periodo 2017-2019, el CENACE por medio del control del SEN ha contribuido al consumo nacional de electricidad en más de 90.0%. Sin embargo, carece de un parámetro para evaluar esta contribución.

Se concluye que, el CENACE dispone del indicador "Porcentaje de energía entregada en el Sistema Eléctrico Nacional" (PEESEN); con este indicador, el centro evalúa la satisfacción de la demanda de energía eléctrica en el SEN, teniendo un resultado de 99.9% para el periodo 2019-2021, en cumplimiento del artículo 108, fracción V, de la Ley de la Industria Eléctrica.

Para medir la contribución en la satisfacción de la demanda de electricidad nacional, el ente consideró como parámetros de medición el consumo del SEN y el consumo total del país, reportado en el Balance Nacional de Energía, dando resultados superiores al 90.0% para el periodo 2017-2019, esto en cumplimiento del artículo 3, fracción X, de la Ley de la Industria Eléctrica; sin embargo, se desconoce su valor al tercer trimestre de 2021, toda vez que el CENACE no dispone de un indicador propio que permita obtener información actualizada, en incumplimiento del artículo 27 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

Con motivo del envío de resultados preliminares, el CENACE proporcionó la ficha formalizada del parámetro de medición denominado "Consumo del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN)", y remitió la evidencia documental que acreditó que se incorporará al Sistema de Medición de Desempeño Institucional del CENACE y que su difusión se realizará por medio del Medidor Estadístico mensual del intranet del consejo.

Se verificó que el indicador CSEN servirá de insumo para conocer en qué medida el SEN contribuye a la satisfacción de energía de la población, toda vez que se calcula a partir del cociente del consumo del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN) entre el Balance Nacional de Energía, el cual es publicado de forma anual por la Secretaría de Energía.

Con base en lo anterior, la observación se solventa, ya que el CENACE formalizó el indicador “Consumo del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN)”, el cual permitirá conocer en qué medida el SEN contribuye a la satisfacción de energía de la población, en cumplimiento del artículo 27 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

### **Montos por aclarar**

No aplicable.

### **Resumen**

Se determinaron siete resultados, seis sin observación y uno con observación, de los cuales se generó una recomendación al desempeño.

### **Dictamen**

Con salvedad

El presente dictamen se emite el 19 de enero de 2022, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó sobre las evidencias proporcionadas por la entidad fiscalizada, de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada con el fin de fiscalizar el cumplimiento de objetivos y metas de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a cargo del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), orientados a la planeación de la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), así como el control del SEN. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar este dictamen.

Antes de la Reforma Energética de 2013, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), era la entidad paraestatal del Gobierno Federal encargada de todas las actividades de la industria eléctrica, desde la generación hasta la comercialización, incluyendo el control del SEN.

Después de la Reforma y con la publicación de las leyes secundarias de 2014, se reorganizó la industria eléctrica para permitir la participación del sector privado en todas las actividades, excepto en áreas estratégicas como la planeación y el control del SEN, así como el servicio público de transmisión y distribución. En consecuencia, en agosto de 2014 el CENACE dejó de ser un área de la CFE para transformarse en un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, encargado del control operativo del SEN, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y las RGD.

El SEN es uno de los más grandes y complejos del mundo, y está conformado por cuatro subsistemas que dan servicio a 126 millones de mexicanos que habitan en dos millones de kilómetros cuadrados; alcanzando el 98.7% de cobertura del servicio.

Actualmente, el proceso de transmisión y distribución de electricidad presenta retos como la saturación de la red en algunas regiones del país, problemas de interconexión, infraestructura antigua y obsoleta, etc.; esto ante el incremento de la demanda, lo que limita mantener en óptimas condiciones la operación del SEN y de agudizarse, el suministro no se realizaría en condiciones de confiabilidad y seguridad.

En el PEF 2021 se le asignó al CENACE un presupuesto de 4,253,066.8 miles de pesos, de los cuales, 3,538,859.5 miles de pesos, el 83.2% fueron objeto de fiscalización.

Los resultados del desempeño del CENACE abarcaron la planeación de la ampliación y modernización de la RNT y las RDG; el control del Sistema Eléctrico Nacional; la asignación y despacho de energía eléctrica; el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las redes; la construcción y modernización de la infraestructura; la confiabilidad y seguridad del SEN, y la satisfacción de la demanda de energía eléctrica.

En cuanto a la planeación, la entidad elaboró y propuso el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD 2021-2035 con una proyección a quince años; en ese programa, el CENACE propuso 32 proyectos para ampliación y modernización de la RNT y 28 para las RGD. Asimismo, se verificó que desde 2015 el CENACE ha propuesto 293 proyectos; de los cuales 168, el 57.3% son para ampliar y modernizar la RNT y 125, el 42.7% para ampliar y modernizar las RDG; sin embargo, se observó que los proyectos propuestos en el periodo 2015-2018, demoraron hasta cuatro años en recibir la instrucción de SENER para que la CFE proceda a su construcción, y aunque esta tendencia se ha revertido a partir de 2019, la demora puede ocasionar que los proyectos se posterguen hasta ocho años, lo que retrasa la solución de los problemas por los que fueron propuestos.

Respecto de los 125 proyectos de ampliación y modernización de las RGD, se verificó que comenzaron a proponerse a partir de 2018, mismo año en que la SENER emitió la instrucción; aun así, los proyectos podrían demorar hasta cinco años en estar terminados.

Asimismo, se verificó que de los 293 proyectos; únicamente 10, el 3.4% han sido terminados por los terceros responsables; los cuales, se enfocaron en los segmentos de transformación y compensación, por lo que de 2015 a 2021 no se ampliaron las líneas de transmisión.

En lo referente al control operativo del SEN, se verificó que, en 2017 el CENACE inició el proceso de modernización del Sistema SCADA (con una antigüedad de 10 años) mediante el contrato "CENACE-LP-094-B-017-2017"; sin embargo, se ha postergado su entrega en 758 días naturales, lo que ocasionó que el control operativo del SEN se llevé con un equipamiento y sistema obsoletos.

De la asignación y despacho de energía eléctrica, se verificó que el CENACE llevó a cabo de manera diaria la asignación y despacho de energía eléctrica, y que en el Mercado en Tiempo Real se despachó el 99.8% de la energía generada. Asimismo, se verificó que al tercer trimestre de 2021 se notificaron 4,193 cambios en los límites de despacho o disponibilidad para proporcionar energía eléctrica, lo que representó el 0.1%, de las 4,095,734 instrucciones relativas a la asignación y despacho de electricidad emitidas y registradas en el Registro de Instrucciones de Despacho (RID) en ese periodo.



En materia de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y las RGD, se verificó que, al tercer trimestre de 2021 se registraron en el Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC) 100 solicitudes de estudio, de las cuales el 44.0% presentaron rezagos en su atención.

Respecto de la construcción y modernización de la infraestructura, se revisaron los avances físico-financiero de tres proyectos programados en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2021, relacionados con los sistemas de informática y comunicaciones, y lo reportado en el Módulo de Seguimiento de Programas y Proyectos de Inversión de la SHCP, con lo que se verificó que, al tercer trimestre de 2021, ninguno registro avances.

En materia de confiabilidad y seguridad del SEN, el CENACE dispone de tres indicadores que forman parte del índice "Porcentaje de cumplimiento promedio en las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Nacional (PCPCOSEN)"; los resultados obtenidos al tercer trimestre 2021 revelaron que el SEN operó en condiciones de confiabilidad y seguridad; sin embargo, se observó que en el periodo 2017-2020, los estados operativos de alerta y emergencia se incrementaron en 15.9% y 5.0% en promedio anual, respectivamente, y que, en 2021, la tendencia creciente se ha mantenido, y que si bien el CENACE aplicó medidas para atenderlos, éstas no han logrado revertir la tendencia creciente de esos eventos.

En lo referente a la satisfacción de la demanda de energía eléctrica en el SEN, al tercer trimestre de 2021, el centro entregó el 99.9% de energía eléctrica que los usuarios del SEN requirieron; además, en el periodo 2017-2019, contribuyó con el suministro de electricidad al país en más de 90.0% del consumo total.

En opinión de la SFP, al tercer trimestre de 2021, el desempeño del CENACE, en lo general, reveló que como controlador del SEN garantizó su confiabilidad y seguridad de operación; además, elaboró el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución 2021-2035.

Durante el proceso de la auditoría, el CENACE implementó y ejecutó mecanismos para que el proyecto de modernización del SCADA se concluya en tiempo y forma, así como para atender de manera oportuna las solicitudes de estudio para acceder a las líneas de transmisión y distribución, y para cumplir el desarrollo de los proyectos de inversión.

A fin de evitar riesgos de ineficacia, es indispensable que el CENACE, con base en sus atribuciones, proponga a la Comisión Reguladora de Energía ajustes y modificaciones a los ordenamientos relacionados con su objeto, a efecto de contribuir a que se incremente la infraestructura de transmisión y distribución de electricidad y, con ello, se disminuyan los estados operativos de alerta y emergencia, a fin de garantizar la operación del SEN en condiciones de confiabilidad y seguridad.