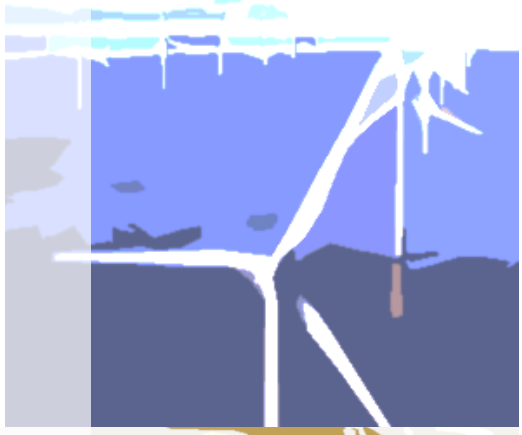
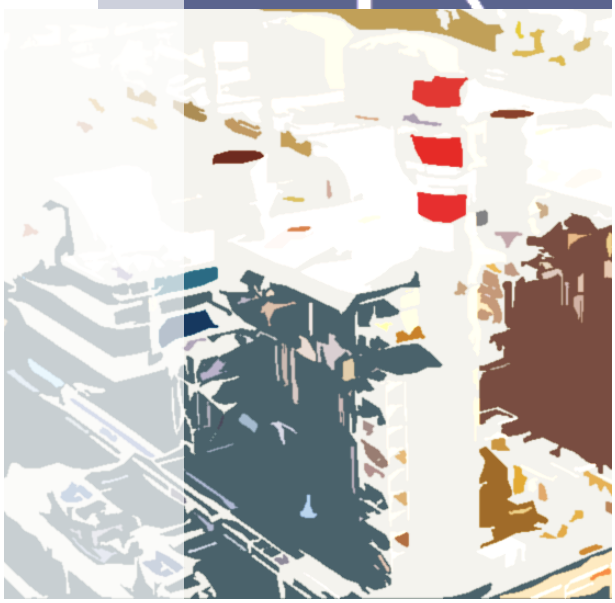
Reporte de confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2019





CRE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Octubre, 2020

Resumen ejecutivo

El Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2019 (RCSEN-2019) es el tercer documento de seguimiento del desempeño del sector y es emitido con base en la atribución conferida por la Ley de la Industria Eléctrica a la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) de desarrollar y vigilar el cumplimiento del marco regulatorio en materia de Confiabilidad. En este reporte se da seguimiento a los indicadores de las condiciones operativas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para mantener el nivel adecuado de Confiabilidad.

Con el objetivo de garantizar que el suministro eléctrico en el país sea provisto bajo condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, la Comisión ha expedido la regulación de Confiabilidad de la cuál emanan diversos índices de confiabilidad y seguridad de los diferentes elementos de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD). En esta revisión se puede identificar el comportamiento de los principales parámetros eléctricos de operación como son la tensión y la frecuencia, entre otras, mismos que permiten evaluar la Calidad del suministro provisto a través de las redes eléctricas. Asimismo, se analiza la Continuidad del servicio eléctrico mediante la revisión de los principales disturbios registrados en el año 2019 en el SEN en cuanto a duración y afectación de carga, con una clasificación de las causas que los originan y su efecto sobre los indicadores principales.

Con el análisis realizado de los eventos e indicadores de 2019, se concluye que el SEN operó conforme a los parámetros, metas y límites establecidos en el Código de Red y las Disposiciones de la RNT y las RGD vigentes. Se identificaron aspectos que se deben mejorar y que serán objeto de seguimiento para análisis posteriores que, aun siendo menores, se encuentran en el ámbito de la continuidad del servicio de suministro eléctrico.

Seguridad del suministro

Los cambios en la demanda de las diferentes regiones de nuestro país se encuentran asociados a diversas variables que van desde climatológicas y estacionales, hasta disturbios por falla de elementos, congestión y obsolescencia; ante estos inconvenientes, la operación confiable requirió de aplicar procedimientos que ocasionan salidas forzadas de Unidades de Centrales Eléctricas (UCE) o en ocasiones cortes en el suministro. En 2019 incrementó la capacidad indisponible en diferentes GCR, llegando al extremo de incumplir la reserva operativa, provocando su relajación e incidiendo sobre los precios del MEM. En cuanto a la RNT se refiere, en 2019 se incrementó el tiempo de congestión elevando el riesgo de falla o interrupciones de por lo menos 15 corredores de transmisión ante contingencias sencillas como resultado de mantenerse operando más tiempo por arriba de sus límites operativos.

Disponibilidad de Unidades de Centrales Eléctricas

En 2019, la disponibilidad de Unidades de Centrales Eléctricas (UCE) se vio afectada en gran medida por las salidas forzadas, esto aunado a los programas de mantenimiento y la falta de gas natural, sumaron la cantidad de UCE indisponibles más alta de los últimos tres años. De acuerdo con la información del Monitor Independiente del Mercado (MIM), en 2019 se presentaron 768 salidas de UCE las cuales sumaron 91.4 TWh de energía indisponible que representa un 28.5% del valor de energía inyectada del SEN en este año.

Margen de Reserva Operativo

En 2019 el Sistema Interconectado Nacional (SIN), mantuvo el Margen de Reserva Operativo (MRO) dentro del requerimiento establecido en el Código de Red. Este sistema presentó los valores más bajos de MRO en los meses de junio, julio y noviembre, pero aún en cumplimiento de los límites establecidos, esto como resultado del incremento de capacidad neta durante ese periodo. Sin embargo, a nivel de Gerencias de Control Regional (GCR) algunas presentaron retos importantes para el suministro continuo de energía eléctrica a los usuarios finales.

En el Sistema de Baja California, la indisponibilidad de las UCE fue la principal causa de la disminución del MRO, el cual en 2019 se presentó por debajo del 5% durante 78 horas y alcanzó un MRO de 0.5%. Esto dio como resultado la relajación de reservas del sistema y se tuvo que recurrir a la contratación de potencia entre los meses de mayo y septiembre. En el Sistema de Baja California Sur, se presentaron escenarios donde se contó con capacidad de generación insuficiente para suministrar la demanda y mantener el requerimiento mínimo de reservas. En el mes de agosto, el margen de reserva alcanzó su nivel más bajo de 0% por indisponibilidad en las UCE de combustión interna causada por mantenimientos y falta de combustible.

Disturbios

El SEN registró una reducción de 15.5% sobre el número total de los disturbios en 2019, sin embargo, en los últimos cuatro años presenta una tasa media de crecimiento de 18.4%, indicador de que se mantiene la tendencia de incremento. El 90% de los disturbios que se presentaron en 2019 en el SEN estuvieron asociados al disparo de protecciones, fallas en los elementos de la RNT, fallas por falta de mantenimiento y falta de reserva operativa.

Calidad de la energía

Con respecto a las variables eléctricas de tensión y frecuencia, el SEN se mantuvo la mayor parte del tiempo de operación dentro de la banda de Calidad establecida en el Código de Red. Aun con este comportamiento, se presentaron desviaciones de tensión en cinco GCR que requieren de un análisis exhaustivo de sus recursos de compensación reactiva. En cuanto a la calidad de la frecuencia, el SEN se mantuvo dentro de la banda establecida prácticamente todo el tiempo; sin embargo, en las GCR Baja California Sur y Mulegé, se presentaron eventos de desviación de la frecuencia que afectaron el suministro de energía eléctrica. En cuando a las RGD, el índice de desempeño asociado al requerimiento de

compensación de potencia reactiva mantuvo valores aceptables por arriba del límite establecido en el Código de Red.

Continuidad en el servicio

Los índices de desempeño SAIDI y SAIFI asociados a las interrupciones se vieron afectados en 2019 por factores asociados a la disponibilidad de generación y fallas tanto de las UCE como de los elementos de la RNT. Por esta razón, se registró un detrimento de los índices. Con respecto al índice de disponibilidad, este mostró una disminución en todas las GCR, con excepción de las gerencias Peninsular, Noreste y Norte donde se registró un incremento en el valor de dicho índice. Por su parte, en las RGD, se cumplió con las metas de los índices de desempeño SAIDI y SAIFI, que registraron mejoras en la mayoría de las Divisiones de Distribución. En cuanto al índice CAIDI, se presentó una mejoría con respecto al año anterior.

En 2019, el SEN presentó retrocesos de algunos parámetros de confiabilidad en los que, históricamente, ha reportado valores aceptables. Aun cuando se pueden evidenciar mejoras en aquellos parámetros que presentaron bajo desempeño en 2018, también se presentaron factores que provocaron fallas con incidencia en los fundamentales de la operación, incrementando las indisponibilidades de generación y afectaciones al suministro, lo que tuvo como consecuencia la afectación de los índices de confiabilidad.

Contenido

Resumen ejecutivo III

Contenido V

Índice de figuras VII

Índice de Tablas VIII

Nomenclatura y siglas IX

Introducción XI

1 Marco regulatorio 15

1.1 Disposiciones Administrativas de Carácter General de Acceso Abierto y prestación del servicio de Transmisión y Distribución 17

1.2 Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red 17

1.3 Protocolo correctivo para que el CENACE gestione la contratación de Potencia en caso de emergencia 19

1.4 Requisito de adquisición de potencia 20

1.5 Subastas por confiabilidad 21

2 Desempeño del SEN en 2019 23

2.1 Operación del SEN en 2019 24

2.1.1 Margen de Reserva Operativo (MRO) 25

2.1.2 Frecuencia 30

2.1.3 Tensión 34

2.1.4 Indicadores de sustentabilidad 39

2.2 Disturbios en el SEN 40

2.2.1 Estados de Alerta, de Emergencia y restaurativos del SEN 41

2.2.2 Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas del SEN, 2019 44

2.2.3 Indisponibilidad por falta de combustible 46

2.2.4 Principales disturbios en el SEN en 2019 47

2.3 Monitoreo del Sistema de Baja California 49

2.3.1 Causas de la aplicación del Protocolo Correctivo 50

2.3.2 Gestión de la contratación de Potencia 51

2.3.3 Resultados de la Aplicación del Protocolo Correctivo 51

3 Desempeño de la RNT 53

3.1 Índice de disponibilidad de los elementos de la RNT 54
3.2 Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en la RNT (SAIFI) 56
3.3 Índice de duración promedio de interrupciones en la RNT (SAIDI) 58
3.4 Energía no suministrada en la RNT (ENS) 62
3.5 Congestión en la RNT 65
4 Desempeño de las RGD 69
4.1 Índice de duración promedio de interrupciones de Distribución (SAIDI) 70
4.2 Índice de frecuencia promedio de interrupciones en Distribución (SAIFI) 71
4.3 Índice de duración promedio de interrupciones por usuario en Distribución (CAIDI) 73
4.4 Compensación de potencia reactiva 75
5 Conclusiones 77
6 Anexos 81

Índice de figuras

Figura 1. Eventos de desviación de frecuencia por sistema y su afectación de carga, 2019. 32
Figura 2. Indicadores de la frecuencia máxima y mínima de los sistemas BCS y Mulegé, 2019. 34
Figura 3. Eventos de desviación de tensión por sistema y su afectación de carga por trimestre, 2019. 35
Figura 4. Tensión máxima y mínima de las GCR registradas con desviación en 2019. 38
Figura 5. Disturbios en el SEN por relevancia y total acumulado, 2019. 41
Figura 6. Principales causas de los Estados de Alerta y Emergencia en el SEN en 2019. 42
Figura 7. Indisponibilidad de Generación en el SEN, 2019. [GWh] 43
Figura 8. Generación indisponible en el SEN, por Gerencia de Control Regional, 2019. [GWh] 44
Figura 9. Registro de ocurrencia de las 100 horas críticas en el SIN en 2019. 45
Figura 10. Índice IDT por Gerencia Regional de Transmisión, 2016-2019. [porcentaje] 55
Figura 11. SAIFI atribuible a causas operativas en la RNT. Acumulado anual en base mensual, 2016-2019. (Promedio de interrupciones por usuario) 57
Figura 12. Composición del SAIFI Total de la RNT, 2019. (Interrupciones promedio por usuario) 57
Figura 13. SAIFI Total atribuible a causas operativas y casos fortuitos o de fuerza mayor en la RNT. Acumulado anual en base mensual, 2016 – 2019. (Interrupciones promedio por usuario) 58
Figura 14. SAIDI Atribuible a causas operativas en la RNT. Acumulado anual en base mensual, 2016-2019. (duración promedio de las interrupciones por usuario en minutos) 59
Figura 15. Composición del SAIDI Total de la RNT, 2019. [minutos promedio por usuario] 60
Figura 16. SAIDI Total atribuible a causas operativas y casos fortuitos o de fuerza mayor en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016-2019 [minutos promedio por usuario] 60
Figura 17. Indicadores SAIFI y SAIDI por causas operativas por GRT, 2018 y 2019. 61
Figura 18. Componentes del indicador de ENS atribuibles a causas operativas y caso fortuito o de fuerza mayor en la RNT, 2016-2019. [MWh] 62
Figura 19. Indicadores SAIFI Total y ENS Total por GRT, 2018 y 2019. 63
Figura 20. Causas de las interrupciones con afectación de carga en la RNT en 2019. 64
Figura 21. Principales corredores de transmisión, límites operativos y nivel de congestión, 2019. 67
Figura 22. Acumulado anual de SAIDI en las RGD en base mensual, 2017 – 2019. [minutos] 71
Figura 23. SAIFI nacional de las RGD, acumulado anual en base mensual, 2017 – 2019. 73
Figura 24. CAIDI nacional de las RGD, acumulado mensual, 2017-2019. [minutos por usuario] 75

Índice de tablas

Tabla 1. Niveles de Reserva Operativa de acuerdo con los Estados Operativos de los sistemas que integran el SEN. 25
Tabla 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2016-2019. 26
Tabla 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema de Baja California, 2016-2019. 27
Tabla 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Baja California Sur, 2016-2019. 28
Tabla 5. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Mulegé, 2016-2019. 28
Tabla 6. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2019. 29
Tabla 7. Desviaciones de frecuencia por sistema y el acumulado de tiempo de operación fuera de EON asociado, 2019 33
Tabla 8. Desviaciones de tensión, máxima o mínima, por GCR y el acumulado de tiempo de operación fuera del EON asociado, 2019 37
Tabla 9. Indicador de la Componente de Generación Limpia del SEN, 2016-2019. 39
Tabla 10. Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2018. [ton CO_2/MWh] 39
Tabla 11. Estados de Alerta y de Emergencia en el SEN, 2016-2019. 42
Tabla 12. Capacidad Disponible en las 100 horas críticas identificadas por el CENACE por zona de potencia, 2016-2019. 45
Tabla 13. Indisponibilidad de capacidad por falta de gas natural por GCR, 2019 [MW] 46
Tabla 14. Principales disturbios del SEN de acuerdo con su afectación en GWh, 2019. 48
Tabla 15. Disponibilidad promedio de los elementos de la RNT por GRT, 2016-2019. 56
Tabla 16. SAIDI por División de Distribución de las RGD, 2016-2019. [minutos] 70
Tabla 17. SAIFI por División de Distribución de las RGD, 2016-2019. [eventos por usuario] 72
Tabla 18. CAIDI Acumulado por División de Distribución de las RGD, 2016-2019. [minutos por usuario] 74
Tabla 19. Cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de RGD por División de Distribución, 2016-2019 [porcentaje de circuitos] 76
Tabla 20. Anexo 1. Resumen de índices de desempeño en el SEN. 81
Tabla 21. Anexo 2. Índices de desempeño de las RNT y RGD. 82

Nomenclatura y siglas

CAIDI	Índice de duración promedio de interrupciones por usuario
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
Código de Red	Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional
Disposiciones de la RNT y las RGD	Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución
DOF	Diario Oficial de la Federación
EAR	Esquema de Acción Remedial
EOA	Estado Operativo de Alerta
EOE	Estado Operativo de Emergencia
EUA	Estados Unidos de América
GCR	Gerencia de Control Regional
GD	Generación Distribuida
GWh	Gigawatt-hora ($1x10^9$ Wh) [Energía]
la Comisión	Comisión Reguladora de Energía
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MW	Megawatt ($1x10^6$ watt) [Potencia, flujo energético]
MWh	Megawatt-hora ($1x10^6$ watt-h) [Energía]
PAMR	Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD
PENS Eficiente	Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente
PENS Máxima	Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima
PIIRCE	Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
RGD	Redes Generales de Distribución
RLIE	Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica
RNT	Red Nacional de Transmisión
RCSEN-2018	Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2018
SAIDI	Índice de duración promedio de interrupciones
SAIFI	Índice de frecuencia promedio de interrupciones
SBC	Sistema de Baja California
SBCS	Sistema de Baja California Sur
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SMUL	Sistema Mulegé
TIC	Tecnologías de la Información y Comunicación
TIU	Tiempo de Interrupción por Usuario
UCE	Unidad de Central Eléctrica
VENS	Valor de la Energía No Suministrada

Introducción

Como parte de un proceso de vigilancia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) presenta el Reporte de Confiabilidad del SEN 2019 (RCSEN), en un esfuerzo por identificar la evolución de los índices de desempeño establecidos en la regulación vigente. Con base en las atribuciones establecidas en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y su Reglamento (RLIE), la Comisión realiza actividades sustantivas de la regulación tales como la expedición, aplicación, monitoreo, vigilancia y sanción en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, las cuáles son precisamente, la base de este reporte.

Con el objetivo de informar el estado del SEN, de la RNT y las RGD, en una revisión anual, en este reporte se encontrará la integración de los siguientes aspectos, haciendo uso de la información al cierre del año 2019:

Desempeño del SEN. Se integra por el análisis de los principales indicadores de desempeño operativo y de sustentabilidad del SEN.

Desempeño de la RNT. Se muestran los índices de desempeño de la RNT con base en los reportes que CFE Transmisión, responsable de su control físico, remitió a la Comisión.

Desempeño de las RGD. Se muestran los índices de desempeño de las RGD, tomando como base los reportes que CFE Distribución, responsable de su control físico, entregó a la Comisión.

Recomendaciones y conclusiones. En esta sección se emiten recomendaciones sobre los principales retos identificados que presenta el SEN en materia de Confiabilidad.

Es importante señalar que este reporte integra y consolida información de diferentes instancias, todas ellas con alta responsabilidad en la operación confiable del SEN, con la finalidad de que, desde un enfoque práctico, se comprendan los principales retos que enfrentó el SEN en materia de confiabilidad durante el 2019. Este reporte es la continuación de un ejercicio que realiza la Comisión para informar el estado que guarda el SEN y los principales retos operativos que ha enfrentado desde el año 2016.

1 Marco regulatorio

El RCSEN tiene como fundamento legal los diversos ordenamientos emitidos por la Comisión en materia de confiabilidad desde 2016, ejerciendo las facultades que la LIE le confiere.

La base de estos ordenamientos se encuentra en los aspectos técnicos operativos del SEN, de la RNT y de las RGD; y derivado de estos, también forman parte los aspectos técnicos de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En este capítulo se indican las regulaciones en materia de confiabilidad vigentes durante 2019 y que fueron observadas para el correcto desempeño del SEN y, desde el punto de vista técnico, del MEM.

1.1. Disposiciones Administrativas de Carácter General de Acceso Abierto y prestación del servicio de Transmisión y Distribución

1.2. Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red

1.3. Protocolo correctivo para que el CENACE gestione la contratación de Potencia en caso de emergencia

1.4. Requisito de adquisición de potencia

1.5. Subastas por Confiabilidad

Una de las obligaciones establecidas en la LIE para el Suministro Eléctrico, como servicio público y universal, es ofrecer y prestar este suministro a todo aquél que lo solicite, cuando ello sea técnicamente factible, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; entendiéndose por Confiabilidad, la habilidad del SEN para satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho, conforme a los criterios respectivos que emita la Comisión[1]. Con este antecedente, la regulación emitida por la Comisión en materia de confiabilidad se integra por los siguientes instrumentos:

1. Resolución RES/916/2015: Requisito mínimo de potencia que deberán cumplir los suministradores y usuarios calificados participantes del mercado para asegurar la Confiabilidad (Requisito de adquisición de potencia)[2].
2. Resolución RES/948/2015: Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución (Disposiciones de la RNT y las RGD)[3];
3. Acuerdo A/073/2015: Protocolos correctivo y preventivo para que el Centro Nacional de Control de Energía gestione la contratación de potencia en caso de emergencia (Protocolo de emergencia)[4];
4. Resolución RES/151/2016: Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red (Código de Red)[5];
5. Acuerdo A/020/2018: Criterios que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía, para la adquisición de potencia por medio de Subastas por Confiabilidad y mecanismos de asignación de los costos netos entre las entidades responsables de carga (Subastas por Confiabilidad)[6].

Con esto, se delinean los indicadores de Confiabilidad en la prestación de los servicios públicos de transmisión y distribución y se direcciona al Sistema Eléctrico Nacional hacia un desarrollo eficiente, de calidad, confiable, continuo, seguro y sustentable.

---

[1] De acuerdo con los artículos 3 fracción X y 4 fracción II de la LIE.
[2] Liga al Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422663&fecha=14/01/2016
[3] Liga al Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016
[4] Liga al Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426015&fecha=17/02/2016
[5] Liga al Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016
[6] Liga al Diario Oficial de la Federación: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5531059&fecha=12/07/2018

1.1 Disposiciones Administrativas de Carácter General de Acceso Abierto y prestación del servicio de Transmisión y Distribución

En este instrumento se establece que la prestación del servicio público de transmisión y de distribución deberá realizarse bajo principios que garanticen la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, tanto de las instalaciones y equipos que componen la RNT y las RGD, como de las instalaciones y equipos correspondientes a los usuarios finales. Estas disposiciones fueron emitidas en ejercicio de la atribución a que hace referencia el artículo 12, fracción III de la LIE, la cual prevé que es facultad de la Comisión establecer las condiciones generales para la prestación del servicio público de transmisión y distribución.

Así, el 16 de febrero de 2016, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la resolución RES/948/2015, por la que se emitieron las Disposiciones de la RNT y las RGD. que tienen por objeto regular las actividades de transmisión y distribución, entre otras consideraciones. Esto se realiza a través de indicadores de desempeño que permiten evaluar la calidad y continuidad en los servicios que de dichas actividades se derivan y cuyos valores mínimos deberán ser observados con la finalidad de mantener la disponibilidad de los servicios dentro de límites aceptables.

Previo a la emisión de estas Disposiciones, la CFE utilizaba indicadores propios para medir la calidad en el suministro de energía eléctrica a sus clientes. Uno de esos indicadores es el Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) que indicaba el tiempo medio en que el usuario no disponía del suministro eléctrico por un período determinado. La regulación vigente utiliza un conjunto de índices de uso internacional que permiten evaluar dicho tiempo de forma detallada como el índice de duración promedio de interrupciones (SAIDI), el índice de frecuencia promedio de interrupciones (SAIFI) y el Índice de duración promedio de interrupciones por usuario (CAIDI).

1.2 Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red

El objeto del Código de Red es establecer los requerimientos técnicos mínimos que deben ser observados por los integrantes de la industria eléctrica en el desarrollo de sus funciones, para asegurar la operación segura y confiable del SEN. Para este fin, de conformidad con el artículo 12, fracción XXXVII de la LIE, que confiere a la Comisión la facultad de expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, y de acuerdo con el artículo 12, fracción XLII, de la misma ley que confiere a la Comisión la facultad para dictar o ejecutar las medidas necesarias para proteger los intereses del público en relación con la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del suministro eléctrico, entre otras consideraciones; la Comisión emitió la resolución RES/151/2016, por la que se expidió el Código de Red, el cual tiene por objeto establecer los requerimientos técnicos mínimos que deben ser observados por los

integrantes de la industria eléctrica, en el desarrollo de sus funciones, para asegurar la operación segura y confiable del SEN.

Los requerimientos técnicos incluidos en el Código de Red tienen como finalidad el desarrollo, mantenimiento, operación, ampliación y modernización del SEN de manera coordinada y eficiente con base en requerimientos técnicos-operativos, buscando que éste alcance y mantenga una condición técnica suficiente, capaz de soportar la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa (criterio n-1), siendo ésta la que, de manera subsecuente, pudiera resultar en la mayor pérdida simultánea de generación o de suministro eléctrico (medida en MW); todo lo anterior sin que se violen límites operativos de elementos en condiciones post-disturbios.

El Código de Red define una serie de características que, en su conjunto, consolidan lo que se denomina un nivel adecuado de Confiabilidad. Esas características están relacionadas con los siguientes objetivos:

- El SEN debe ser controlado de modo que se mantenga en las condiciones normales de operación;
- El SEN debe ser operado de tal manera que sea capaz de soportar la contingencia sencilla más severa en condiciones normales de operación, sin incumplir las condiciones de suministro eléctrico establecidas;
- La infraestructura física del SEN debe estar protegida contra daños ocasionados por la operación de sus elementos, fuera de los límites técnicos establecidos;
- Cualquier segmento de la red eléctrica del SEN que haya sido aislado por la ocurrencia de un evento debe ser reintegrado de manera segura, eficiente y en el menor tiempo posible;
- La ampliación y la modernización de la infraestructura del SEN deben tener como objetivo la mejora continua de los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad;
- La interconexión de Centrales Eléctricas debe llevarse a cabo con el objetivo de mejorar los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN;
- La conexión de Centros de Carga al SEN no debe afectar negativamente los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN;
- Los sistemas de información y comunicaciones que se emplean en el SEN deben promover la eficiencia de la industria eléctrica y funcionar dentro de un marco de interoperabilidad y seguridad de la información;
- En general, se debe contribuir a mantener y mejorar el desempeño del SEN y del MEM.

Para el logro de estos objetivos, el Código de Red define los siguientes criterios:

Criterios P: criterios técnicos generales para el proceso de planeación. Estos buscan asegurar que el SEN se diseñe, desarrolle y opere en condiciones normales de tal forma que se minimicen las restricciones en la Transmisión y pérdidas de energía eléctrica, se

propicie el desempeño de un MEM eficiente, se reduzcan los costos de producción, y que, ante la Contingencia Sencilla más Severa, se mantenga el Suministro Eléctrico dentro de parámetros de Calidad y condiciones operativas de seguridad y Confiabilidad;

Criterios OP: criterios para la operación en estado operativo normal del SEN; estos buscan asegurar la integridad del SEN, maximizar el tiempo en que éste se encuentre en el Estado Operativo Normal, y minimizando el riesgo de daño a los equipos que lo conforman cuando el SEN salga de esta condición, considerando la seguridad del personal operativo de los integrantes de la Industria Eléctrica y de la sociedad en general.

Criterios INTG: criterios requeridos a las centrales eléctricas para su interconexión; definidos en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad aplicables a cualquier central eléctrica para su interconexión en el SEN. De igual manera define las obligaciones del CENACE para que en la operación del SEN se considere de manera adecuada la capacidad de las Centrales Eléctricas, de forma transparente y no discriminatoria.

Criterios CONE: criterios definidos para la conexión de centros de carga; de acuerdo con el Manual Regulatorio de Conexión, estos criterios establecen los requerimientos que deben cumplir los Centros de Carga que soliciten conectarse en los niveles de Media y Alta Tensión, así como, aquellos que ya se encuentran conectados al SEN.

Criterios REI: criterios de telemetría en tiempo real para el control de la RNT, las RGD, los Participantes del Mercado y para la integración de elementos de medición, monitoreo y operación en el SEN que utilizan Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC); y

Criterios SEA: criterios aplicables a los sistemas que se encuentran eléctricamente aislados del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y que forman parte de la RNT y de las RGD.

Es de esta forma que el Código de Red establece elementos técnicos regulatorios para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN en beneficio de la nación.

1.3 Protocolo correctivo para que el CENACE gestione la contratación de Potencia en caso de emergencia

Con fundamento en los artículos 12, fracción XXII y 135 de la LIE, la Comisión emitió el acuerdo A/073/2015 por el que se expidieron los Protocolos correctivos y preventivos, cuya finalidad es proporcionar al CENACE una herramienta adicional para asegurar que se cuenta con la capacidad suficiente para asegurar la operación confiable del SEN. Los Protocolos consisten en procedimientos expeditos que debe seguir el CENACE para gestionar la contratación de potencia, en caso de emergencia, cuando los demás mecanismos de Confiabilidad, previstos en la LIE, las Bases del Mercado Eléctrico o en el Código de Red, como las Subastas por Confiabilidad, no le permitan responder ante

condiciones de emergencia que afectan o puedan afectar los márgenes de reserva, al grado de colocar al SEN en una situación inminente de racionamiento que puede afectar el suministro de energía eléctrica a los usuarios.

Este instrumento también prevé la información a través de la cual el CENACE deberá acreditar que existen las condiciones de racionamiento inminente, y, entre otros, las acciones operativas necesarias para asegurar la operación confiable del SEN. Cabe señalar que este instrumento inicialmente establecía dos tipos de protocolos de acción, que consisten en lo siguiente:

1. **Protocolo preventivo.** Se aplicaba cuando el CENACE identificaba que el SEN estaba próximo a entrar en estado operativo de emergencia, y existían las condiciones suficientes para llevar a cabo un proceso de evaluación competitivo para la contratación de potencia. En este protocolo, la Comisión evaluaba ex-ante que la alternativa, o combinación de alternativas, que presentara el CENACE, representaran la opción técnica más conveniente para evitar la condición de emergencia. Actualmente ya no es aplicable este protocolo debido a la emisión de las Subastas de Confiabilidad.
2. **Protocolo correctivo.** Se aplica cuando el CENACE identifica que el SEN está próximo a entrar en estado operativo de emergencia, y no hay suficiente tiempo para llevar a cabo un proceso de evaluación competitivo para la contratación de potencia. En este protocolo, la Comisión evalúa de manera ex-post, las acciones tomadas por el CENACE.

De acuerdo con lo anterior, como parte de la mejora regulatoria, la Comisión, a través del acuerdo A/020/2018 por el cual se emitieron las Subastas por Confiabilidad, determinó en su punto de acuerdo quinto, la derogación del Protocolo preventivo antes citado. Por lo anterior, actualmente solo se encuentra vigente el Protocolo correctivo.

1.4 Requisito de adquisición de potencia

El 14 de enero de 2016, se publicó en el DOF la resolución RES/916/2015, por la que la Comisión estableció el requisito mínimo de potencia que deberán cumplir los suministradores y los usuarios calificados participantes del mercado para adquirir potencia en términos del artículo 12, fracción XXI de la LIE (Requisito de adquisición de potencia). El Requisito de adquisición de potencia se determina a partir de la demanda de los centros de carga en las horas críticas del SEN y de la Reserva de Planeación mínima prevista en la Política de Confiabilidad[7] emitida por la Secretaria de Energía (SENER). El objeto de dicho Requisito es proporcionar una herramienta de Confiabilidad a través de la cual se garantice la instalación de capacidad de generación suficiente en el SEN para cumplir con los márgenes de reserva de planeación.

[7] Liga al Diario Oficial de la Federación:
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5473221&fecha=28/02/2017

El Requisito de adquisición de potencia está alineado con la Política de Confiabilidad, la cual incluye los siguientes indicadores que deben ser observados en los procesos de planeación del SEN:

a. La Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima aceptable para el SEN (PENS Máxima),
b. Valor de la Energía No Suministrada (VENS),
c. La Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente para el SEN (PENS Eficiente),
d. Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Mínima (VIRPm, para cada uno de los sistemas interconectados y calculados con base en la PENS Máxima), y
e. Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente (VIRPe, para cada uno de los sistemas interconectados y de acuerdo con la PENS Eficiente).

Para 2018, la SENER determinó que la PENS Máxima sería de 0.2178%, el VENS de 2,600 dólares por MWh y la PENS Eficiente de 0.0315%.

1.5 Subastas por confiabilidad

El propósito de las subastas por confiabilidad es establecer un mecanismo para que el CENACE gestione la adquisición de potencia, a través de un proceso competitivo, cuando lo considere necesario para asegurar la Confiabilidad del SEN y cuente con el tiempo necesario para la implementación de dicho proceso. De esta forma, el 12 de julio de 2018 se publicó en el DOF el acuerdo A/020/2018, mediante el cual la Comisión emitió criterios que deberá observar el CENACE, para la adquisición de potencia por medio de subastas por Confiabilidad y mecanismo de asignación de los costos netos entre las entidades responsables de carga. La realización de estas Subastas es de carácter excepcional, evitando que se dupliquen mecanismos que tienen el objetivo de incrementar la capacidad instalada en el SEN como lo son la planeación de largo plazo que se realiza a través del PRODESEN, las subastas de largo plazo y las subastas de mediano plazo.

2.1. Operación del SEN en 2019
- **2.1.1. Margen de Reserva Operativo (MRO)**
- **2.1.2. Frecuencia**
- **2.1.3. Tensión**
- **2.1.4. Indicadores de sustentabilidad**

2.2. Disturbios en el SEN
- **2.2.1. Estados de Alerta, Emergencia y restaurativos del SEN**
- **2.2.2. Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas del SEN, 2019**
- **2.2.3. Indisponibilidad por falta de combustible**
- **2.2.4. Principales disturbios en el SEN en 2019**

2.3. Monitoreo del Sistema de Baja California
- **2.3.1. Causas de la aplicación del Protocolo Correctivo**
- **2.3.2. Gestión de la contratación de Potencia**
- **2.3.3. Resultados de la Aplicación del Protocolo Correctivo**

2 Desempeño del SEN en 2019

Como principales responsables de la operación del SEN, el CENACE, CFE Transmisión y CFE Distribución están obligados a observar y mantener dentro de sus límites operativos los parámetros de desempeño definidos en el Código de Red. Es a través del seguimiento y monitoreo permanente que se puede supervisar y vigilar las metas de confiabilidad del SEN, por lo que la Comisión evalúa su desempeño considerando aspectos esenciales de la operación como son:

- Margen de reserva operativo,
- Frecuencia,
- Tensión, y
- Sustentabilidad.

A continuación, se presenta la información de los principales parámetros de desempeño del SEN en los últimos tres años reportados por el CENACE, con énfasis en la operación del año 2019.

2.1 Operación del SEN en 2019

Tomando como base uno de los objetivos primordiales del Código de Red, que busca maximizar el tiempo en que el SEN se encuentre en Estado Operativo Normal, se establece el seguimiento a los parámetros de Reserva Operativa, Frecuencia y Tensión, así como los disturbios que se presentan en el SEN.

A partir de las definiciones de los estados operativos en los que puede incurrir el SEN durante su operación establecidas en el Código de Red, se muestran a continuación las características que los identifican:

I. **Estado Operativo Normal (EON).** En este estado todas las variables de SEN (tensión, ángulos, frecuencia, entre otros) se encuentran dentro de los límites operativos y se cuenta con suficiente capacidad de transmisión y transformación para mantener la seguridad del SEN ante una contingencia sencilla más severa que se pudiera presentar. En condiciones posteriores a la contingencia sencilla más severa, el equipo eléctrico debe mantenerse operando dentro de sus límites permisibles tanto operativos como de diseño y no debe presentarse pérdida de carga.

II. **Estado Operativo de Alerta (EOA).** En este estado, todas las variables del SEN aún se encuentran dentro de sus límites operativos, sin embargo, en caso de presentarse una contingencia, el SEN puede seguir siendo estable sin la acción de los esquemas de control suplementarios, o bien, se puede conducir al Estado Operativo de Emergencia en el cual el sistema se encuentra en riesgos potenciales de inestabilidad.

III. **Estado Operativo de Emergencia (EOE).** En este estado, la ocurrencia de una Contingencia sencilla más severa conduciría al SEN a una condición de inestabilidad y la operación en este estado requiere de la ejecución de acciones remediales.

IV. **Estado Operativo Restaurativo (EOR).** Cuando sea el caso, las islas eléctricas que permanezcan activas, suministrarán una parte de la demanda total con el equipo operando dentro de sus límites de diseño. En este estado, todos los esfuerzos de control deben estar enfocados a integrar nuevamente el SEN y satisfacer la demanda total en el menor tiempo posible siguiendo lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento que es parte de las Disposiciones Operativas del Código de Red.

2.1.1 Margen de Reserva Operativo (MRO)

Considerada en las Bases del Mercado, la Reserva Operativa (RO)[8] se refiere a la capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable para incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido, que combina Reserva Rodante y Reserva No Rodante. El CENACE utiliza esta reserva para asegurar la confiabilidad del SEN ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa.

La Reserva Rodante es la capacidad en MW de Centrales Eléctricas o recursos de demanda controlable sincronizados a la red eléctrica capaces de incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido (generalmente, 10 minutos), y teniendo en cuenta que la Reserva No Rodante es la capacidad en MW de Centrales Eléctricas o recursos de demanda controlable desconectados de la red eléctrica, pero capaces de sincronizarse y entregar su potencia disponible en un lapso establecido. De acuerdo con el Criterio OP-36 del Código de Red, el CENACE está obligado a mantener la RO compuesta, por lo menos, de un 50% de Reserva Rodante.

Bajo este contexto, la RO puede expresarse en unidades porcentuales si se refiere a la proporción que guarda dicha reserva comparada con la demanda puntual en un instante determinado. Así, el Código de Red establece un requerimiento de RO para cada Estado Operativo del SEN y considera, además, los requerimientos específicos para la operación del SIN y los sistemas de Baja California, Baja California Sur y Mulegé. La Tabla 1 muestra los diferentes niveles de RO aplicables para cada sistema dentro del SEN, de acuerdo con su Estado Operativo.

Tabla 1. Niveles de Reserva Operativa de acuerdo con los Estados Operativos de los sistemas que integran el SEN.

Estado operativo	**Reserva Operativa**	
	SIN	**Otros**
Normal	RO ≥ 6%	RO ≥ 11%
Alerta	3% ≤ RO < 6%	4% ≤ RO < 11%
Emergencia	RO < 3%	RO < 4%
Restaurativo	N.A.	N.A.

Fuente: Código de Red.

Si durante un periodo de tiempo, un sistema conmuta entre dos o más estados (Operación Normal, en Alerta o en Emergencia) partiendo del Estado Operativo Normal (EON), se tendrán tantos lapsos de tiempo como conmutaciones ocurran en el sistema. La sumatoria de todos los lapsos representan el tiempo total de operación de ese sistema. De igual manera, la suma de todos los lapsos en EON, representarán el tiempo total en donde el sistema operó bajo esa condición.

[8] Base 2. Definiciones y reglas de interpretación; 2.1 Términos definidos; 2.1.118 Reserva Operativa. http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015

Con esta premisa, el índice denominado Margen de Reserva Operativo (MRO) representa la porción de tiempo que el SEN opera en EON con respecto al tiempo total de operación, expresado en porcentaje. Con base en lo anterior, el CENACE tiene una meta operativa que pretende mantener al SEN operando en EON el 95% del tiempo, en un periodo mensual, dentro de los parámetros de reserva operativa.

Cabe señalar que el CENACE monitorea la RO en tiempo real y realiza un registro que, para efectos de la determinación del MRO, toma un periodo de tiempo mensual y se reporta todo un año. En las tablas 2, 3, 4, 5 y 6 se muestra la evolución mensual del MRO para el SEN y los sistemas que lo integran para el periodo 2016-2019.

En 2019 el Sistema Interconectado Nacional (SIN), presentó una mejora en su MRO que derivó en un mayor tiempo en el EON, como se puede observar los meses de junio, julio y noviembre de 2019 son los únicos que presentan porcentajes menores al 100% y corresponden a los meses de estiaje, así como el mes donde se presentan los fenómenos meteorológicos intensos. El resto del año se presentó en las mejores condiciones reportando un tiempo total de operación en EON.

Tabla 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2016-2019.

	2016	2017	2018	2019	2019 VRL [1]		Histórico 2016-2019			
							Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100.0%	100.0%	0.00%	0
Febrero	100%	100%	99.93%	**100%**	5.00%	▲	99.93%	100.0%	0.07%	0
Marzo	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100.0%	100.0%	0.00%	0
Abril	99.72%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	99.72%	100.0%	0.28%	0
Mayo	99.73%	98.62%	95.10%	**100%**	5.00%	▲	95.10%	100.0%	4.90%	0
Junio	100%	96.63%	98.16%	**99.99%**	4.9903%	▲	96.63%	100.0%	3.37%	0
Julio	100%	100%	100%	**99.999%**	4.9994%	▲	99.999%	100.0%	0.00%	0
Agosto	100%	99.98%	100%	**100%**	5.00%	▲	99.98%	100.0%	0.02%	0
Septiembre	100%	99.97%	100%	**100%**	5.00%	▲	99.97%	100.0%	0.03%	0
Octubre	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100.0%	100.0%	0.00%	0
Noviembre	100%	100%	100%	**99.996%**	4.9964%	▲	99.996%	100.0%	0.00%	0
Diciembre	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100.0%	100.0%	0.00%	0

Nota: Los valores que se muestran con cifras decimales indican que se encuentran redondeadas.

[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO con relación al límite operativo de 95%.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En este año, al igual que en el periodo analizado, no se han presentado porcentajes de tiempo de operación por debajo del límite operativo de 95%. Se puede apreciar que la variación más alta entre los valores mínimos y máximos históricos por mes ha sido de 4.9% y corresponde al mes de mayo, de igual forma, junio presenta una variación máxima histórica de 3.37%. En general, los últimos cuatro años el SIN ha mantenido su reserva operativa suficiente manteniéndolo prácticamente todo el tiempo en operación normal.

En el sistema de Baja California, el tiempo que se mantuvo en EON establecido con el índice MRO, permaneció por arriba de 99.5% durante 2019 quedando dentro del límite establecido, sin embargo, si se compara con el año anterior, existe un detrimento del indicador ya que sólo en febrero se tuvo un 100% de operación en EON. Históricamente, sólo un mes, agosto de 2018, este sistema presentó un valor inferior al límite de 95%, situación que marca la mayor variación de este indicador.

Tabla 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema de Baja California, 2016-2019.

	2016	2017	2018	2019	2019 VRL [1]		Histórico 2016-2019			
							Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	100%	100%	100%	**99.99%**	4.99%	▲	99.99%	100%	0.01%	0
Febrero	100%	100%	100%	**100%**	5.00%	▲	100%	100%	0.00%	0
Marzo	100%	100%	100%	**99.94%**	4.94%	▲	99.94%	100%	0.06%	0
Abril	100%	100%	100%	**99.94%**	4.94%	▲	99.94%	100%	0.06%	0
Mayo	100%	100%	100%	**99.99%**	4.99%	▲	99.99%	100%	0.01%	0
Junio	100%	100%	100%	**99.95%**	4.95%	▲	99.95%	100%	0.05%	0
Julio	100%	100%	98.03%	**99.81%**	4.81%	▲	98.03%	100%	1.97%	0
Agosto	100%	100%	92.41%	**99.87%**	4.87%	▲	92.41%	100%	7.59%	**1**
Septiembre	98.81%	100%	100%	**99.58%**	4.58%	▲	98.81%	100%	1.19%	0
Octubre	100%	100%	100%	**99.97%**	4.97%	▲	99.97%	100%	0.03%	0
Noviembre	100%	100%	100%	**99.99%**	4.99%	▲	99.99%	100%	0.01%	0
Diciembre	100%	100%	98.28%	**99.98%**	4.98%	▲	98.28%	100%	1.72%	0

Nota: Los valores que se muestran con dos cifras decimales indican que se encuentran redondeadas.
[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO con relación al límite operativo de 95%.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En el caso del Sistema Baja California Sur, a partir del tercer trimestre, se registraron 85 estados de alerta y 25 estados de emergencia entre las semanas 25 y 27, considerando que en el año en este sistema se presentaron un total de 101 EOA y 30 EOE, el resultado fue una caída en el índice MRO por debajo del límite establecido en cuatro meses consecutivos. Las principales causas de este comportamiento durante la demanda de verano fueron la baja disponibilidad de las unidades de central eléctrica con tecnología de combustión interna y turbogás asociada a la falta de mantenimiento.

Por lo anterior, los meses de julio, agosto, septiembre y octubre, el Sistema Baja California Sur registró los menores valores del índice MRO, por debajo del límite establecido, de los últimos cuatro años, siendo el mes de agosto el más crítico con un valor de 74.44% de tiempo en operación normal, más de 20 puntos porcentuales por debajo del límite. Este valor impactó el promedio del índice MRO del SEN.

Tabla 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Baja California Sur, 2016-2019.

	2016	2017	2018	2019	2019 VRL [1]		Histórico 2016-2019			
							Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	95.81%	99.96%	100%	**99.96%**	4.96%	▲	95.81%	100%	4.19%	0
Febrero	97.63%	99.99%	100%	**100%**	5.00%	▲	97.63%	100%	2.37%	0
Marzo	96.22%	99.78%	100%	**99.999%**	5.00%	▲	96.22%	100%	3.78%	0
Abril	96.34%	99.81%	100%	**99.996%**	5.00%	▲	96.34%	100%	3.66%	0
Mayo	99.00%	99.89%	100%	**99.94%**	4.94%	▲	99.00%	100%	1.00%	0
Junio	99.89%	100%	100%	**99.36%**	4.36%	▲	99.36%	100%	0.64%	0
Julio	99.98%	99.99%	100%	**81.97%**	-13.03%	▼	81.97%	100%	18.03%	**1**
Agosto	99.93%	99.96%	100%	**74.44%**	-20.56%	▼	74.44%	100%	25.56%	**1**
Septiembre	99.90%	99.67%	95.68%	**84.03%**	-10.97%	▼	84.03%	99.90%	15.87%	**1**
Octubre	99.68%	99.76%	98.26%	**92.97%**	-2.03%	▼	92.97%	99.76%	6.78%	**1**
Noviembre	99.90%	99.42%	97.59%	**98.90%**	3.90%	▲	97.59%	99.90%	2.31%	0
Diciembre	99.98%	97.02%	100%	**99.73%**	4.73%	▲	97.02%	100%	2.98%	0

Nota: Los valores que se muestran con dos cifras decimales indican que se encuentran redondeadas.
[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO con relación al límite operativo de 95%.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Tabla 5. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Mulegé, 2016-2019.

	2016	2017	2018	2019	2019 VRL [1]		Histórico 2016-2019			
							Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	93.82%	99.59%	100%	**99.885%**	4.88%	▲	93.82%	100%	6.18%	**1**
Febrero	98.85%	99.92%	100%	**100%**	5.00%	▲	98.85%	100%	1.15%	0
Marzo	96.91%	99.98%	100%	**99.606%**	4.61%	▲	96.91%	100%	3.09%	0
Abril	96.11%	99.99%	100%	**100%**	5.00%	▲	96.11%	100%	3.89%	0
Mayo	99.46%	99.99%	100%	**99.999%**	5.00%	▲	99.46%	100%	0.54%	0
Junio	96.94%	99.91%	100%	**99.956%**	4.96%	▲	96.94%	100%	3.06%	0
Julio	96.77%	99.87%	100%	**99.999%**	5.00%	▲	96.77%	100%	3.23%	0
Agosto	99.85%	99.96%	100%	**99.9999%**	5.00%	▲	99.85%	100%	0.15%	0
Septiembre	98.39%	100%	99.85%	**98.497%**	3.50%	▲	98.39%	100%	1.61%	0
Octubre	99.59%	99.68%	98.15%	**99.995%**	5.00%	▲	98.15%	100%	1.85%	0
Noviembre	99.61%	99.86%	100%	**100%**	5.00%	▲	99.61%	100%	0.39%	0
Diciembre	99.73%	99.71%	100%	**100%**	5.00%	▲	99.71%	100%	0.29%	0

Nota: Los valores que se muestran con cifras decimales indican que se encuentran redondeadas.
[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO con relación al límite operativo de 95%.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Para el Sistema Mulegé, el índice MRO se mantuvo por arriba de 98% en todo 2019 y su valor menor se presentó en el mes de septiembre cuando registró 98.5%. Esto es resultado de su demanda máxima registrada en 2019, que fue de 29.4 MW[9], misma que fue cubierta sin problema por las centrales locales de forma holgada. Históricamente el Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé ha presentado un valor menor al límite establecido en enero de 2016 y en el último año, se presentó un retroceso del índice viéndose reducido en cuatro meses en comparación con 2018.

Con lo anterior, el SEN en promedio presentó un comportamiento del índice MRO favorable, con excepción del mes de agosto, que por efectos de la caída del indicador en el Sistema Baja California Sur, se vio afectado el resultado promedio en todo el sistema. Este valor obedece a la indisponibilidad de las UCE del Sistema aislado Baja California Sur.

Tabla 6. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2019.

	2016	2017	2018	2019	2019 VRL [1]		Histórico 2016-2019			
							Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces debajo del límite
Enero	97.41%	99.89%	100%	**99.999%**	5.00%	▲	97.41%	100%	2.59%	0
Febrero	99.12%	99.98%	99.98%	**100%**	5.00%	▲	99.12%	100%	0.88%	0
Marzo	98.28%	99.94%	100%	**99.998%**	5.00%	▲	98.28%	100%	1.72%	0
Abril	98.04%	99.95%	100%	**99.998%**	5.00%	▲	98.04%	100%	1.96%	0
Mayo	99.55%	99.63%	98.77%	**99.999%**	5.00%	▲	98.77%	99.999%	1.22%	0
Junio	99.21%	99.13%	99.54%	**99.983%**	4.98%	▲	99.13%	99.98%	0.85%	0
Julio	99.19%	99.96%	99.51%	**99.840%**	4.84%	▲	99.19%	99.96%	0.77%	0
Agosto	99.94%	99.98%	98.10%	**99.779%**	4.78%	▲	98.10%	99.98%	1.88%	0
Septiembre	99.28%	99.91%	98.88%	**99.848%**	4.85%	▲	98.88%	99.91%	1.03%	0
Octubre	99.82%	99.86%	99.10%	**99.940%**	4.94%	▲	99.10%	99.94%	0.84%	0
Noviembre	99.88%	99.82%	99.40%	**99.987%**	4.99%	▲	99.40%	99.99%	0.59%	0
Diciembre	99.93%	99.18%	99.57%	**99.997%**	5.00%	▲	99.18%	99.997%	0.82%	0

Nota: Los valores que se muestran con cifras decimales indican que se encuentran redondeadas.
[1] Variación en puntos porcentuales del índice MRO con relación al límite operativo de 95%.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En términos generales, el SEN se ha mantenido con niveles aceptables de MRO, con importantes retos en los sistemas aislados por la disponibilidad de generación. En estos sistemas se ha incrementado la indisponibilidad de las UCE por mantenimiento y por falla, mientras que la demanda en los meses de verano se ha presentado en aumento de acuerdo con lo esperado. El SIN se ha mantenido por arriba del límite, pero los sistemas aislados son los que presentaron retrocesos en sus indicadores.

[9] Información del Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019, página 299.

2.1.2 Frecuencia

La regulación actual establecida en el Código de Red indica una banda de calidad de la frecuencia del sistema en la cual debe mantenerse mientras se encuentra en Estado Operativo Normal. Para el SIN, esta banda de calidad está definida en el rango de 59.8 y 60.2 Hz; para el caso de los sistemas Baja California y Baja California Sur, la banda se define en el rango de 59.7 y 60.3 Hz. El CENACE es el responsable de garantizar que la frecuencia se encuentre dentro del umbral establecido, para lo cual, de conformidad con el Código de Red, puede utilizar todos los insumos que se encuentren disponibles.

La premisa de confiabilidad con respecto a esta variable de frecuencia eléctrica, es minimizar los períodos de tiempo que el sistema opera fuera de las bandas de calidad establecidas, evitando así que las máquinas y equipos que componen al sistema, tales como las unidades generadoras, los sistemas de protección y control, entre otros, experimenten una operación anormal que, como consecuencia, pueden afectar a los centros de carga, generando una pérdida de sincronismo, una pérdida de elementos en cascada, o en un caso extremo llevar al colapso total al sistema.

Por lo general, las excursiones de frecuencia son ocasionadas por cambios abruptos de carga o pérdidas de generación cuando estos sobrepasan los valores previstos por el operador del sistema. Para el caso del SBC, el CENACE se coordina con el Operador Independiente del Sistema de California[10] para el control de la frecuencia, esto como resultado de la interconexión síncrona que mantiene el sistema con el Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste[11].

En el comportamiento de la frecuencia en el SEN en 2018, sólo los sistemas de Baja California Sur y Mulegé presentaron desviaciones fuera de la banda de frecuencia establecida. Pero en 2019, se presentaron desviaciones también en el SIN, específicamente en la GCR Noroeste y en la GCR Central. En total en el SEN se presentaron 72 eventos de desviación de frecuencia con una afectación total de 1,505.26 MW. Las causas de estas afectaciones son en su mayoría fallas en la UCE de los diferentes sistemas. En el caso de los eventos de la GCR Central se debió a la operación de un Esquema de Acción Remedial (EAR) definido en las Bases del Mercado Eléctrico como un conjunto coordinado de controles que al presentarse determinadas condiciones de emergencia en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, realiza la desconexión automática y prevista de ciertos elementos de la red eléctrica, incluyendo la desconexión de Unidades de Central Eléctrica (UCE), interrupción de carga y cambio de topología, para llevar al SEN en forma controlada a un nuevo estado operativo donde prevalezca su integridad, contribuyendo a optimizar la RNT, reduciendo los costos de producción y minimizando la afectación a usuarios finales. Este EAR fue originado por sobrecarga al tener un circuito de transmisión en mantenimiento y en la GCR Noroeste por un disparo de generación eólica.

[10] CAISO, por sus siglas en inglés.
[11] WECC, por sus siglas en inglés.

En la Figura 1, se muestra el número de eventos de desviación de frecuencia por período trimestral que se registraron en los sistemas antes mencionados, así como la carga afectada derivada de estos eventos en cada período. Como se puede apreciar, el Sistema Baja California Sur presenta las afectaciones de carga más importantes asociadas a las desviaciones de frecuencia con 43 eventos y 1,070.7 MW de afectación a lo largo de 2019. Cabe señalar que más del 69% de los eventos se suscitaron en el segundo semestre.

En el Sistema Mulegé, por su tamaño, las afectaciones son de menor orden y en menor cantidad sumando 84.2 MW en 26 eventos, respectivamente. Fue en el cuarto trimestre cuando se presentó la mayor cantidad de eventos alcanzando una afectación de 37.96 MW.

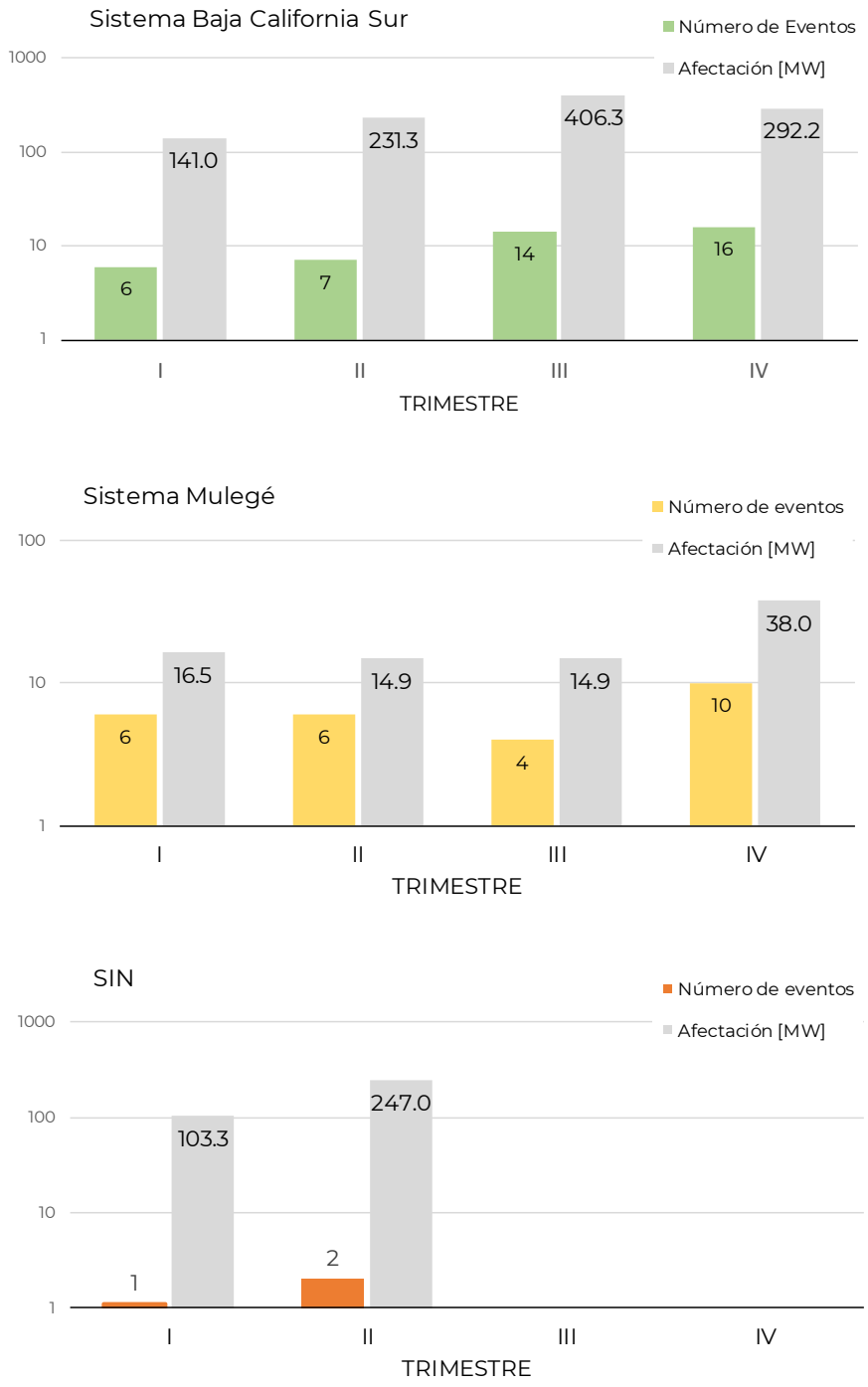
En el SIN, el único evento de desviación de frecuencia se presentó en la GCR Noroeste derivado de un disparo de generación eólica en la zona comprendida entre Hermosillo y Cd. Obregón con una afectación de 103.3 MW. Los problemas que se han presentado en esta zona derivan de la estabilidad transitoria y de pequeña señal que se han visto agravados con la reducción de generación convencional y el incremento de la generación renovable, lo que reduce la inercia rotacional que ayuda a la estabilización de la frecuencia del sistema durante las perturbaciones[12]. Los periodos de baja demanda estacional en esta GCR agravan el fenómeno de baja inercia rotacional, ya que representa una menor generación convencional operando, menor inercia y un menor control de frecuencia.

De acuerdo con datos del MIM, en la GCR Noroeste, además de la baja inercia, las interconexiones de la RNT con el resto del SIN no son suficientes ante la presencia de grandes oscilaciones, lo que puede provocar desconexiones y pérdida de carga, entre otros disturbios en zonas de baja carga o en otro punto del SIN. Si consideramos además que se incorporaron dos grandes centrales de ciclo combinado en la GCR con capacidades de 770 y 790 MW, la pérdida de cualquiera de estas centrales representa la contingencia sencilla más severa de la región, incrementando el máximo disturbio probable que puede presentarse en esta GCR si la infraestructura de transmisión permanece sin refuerzo.

En cuanto a los eventos sucedidos en la GCR Central, estos derivaron de un ajuste por sobrecarga durante un mantenimiento programado, cabe señalar que la frecuencia no registró niveles fuera de la banda establecida cuando se presentó el evento.

[12] Información del Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista, 2019. Monitor Independiente del Mercado Eléctrico – México.

Figura 1. Eventos de desviación de frecuencia por sistema con afectación de carga, 2019.



Nota: El evento del primer trimestre se presento en la GCR Noroeste, los demás en la GCR Central

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

El tiempo acumulado de interrupciones por desviaciones de frecuencia en los sistemas de Baja California Sur y Mulegé se muestra en la Tabla 7.

El evento de mayor duración en el SEN se presentó en el Sistema Mulegé el 28 de marzo, con una duración de 1 hora, 22 minutos y 40 segundos presentándose un segundo evento de duración similar en octubre. El sistema Mulegé, considerado como un Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Operación Simplificada, regulado por la Base 7 de las Bases del Mercado Eléctrico, se encuentra aislado y debido a su tamaño e infraestructura eléctrica con 20 UCE, presenta grandes desviaciones de frecuencia ante una baja demanda y una salida de cualquiera de sus unidades que por su tipo de tecnología no permiten un ajuste rápido para control de frecuencia.

Para el Sistema Baja California Sur el evento de mayor duración se presentó el 9 de julio, con una duración de 47 minutos y 27 segundos y posteriormente en agosto se registró un segundo evento similar en duración. En el tercer trimestre de 2019, el SBCS registró un acumulado de más de 10 horas de afectación. En este sistema, la demanda y la generación crecieron de forma proporcional, sin embargo, la alta indisponibilidad de la generación por mantenimiento incrementó las salidas de las UCE por disparo de protecciones.

En la Figura 2, se muestran los límites de frecuencia que presentaron los sistemas antes mencionados.

Tabla 7. Desviaciones de frecuencia por sistema y el acumulado de tiempo de operación fuera de EON asociado, 2019

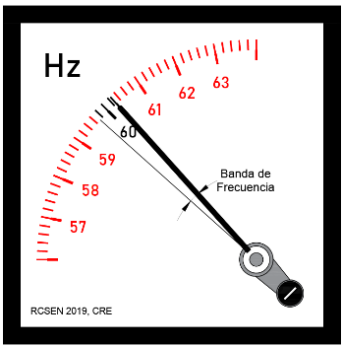
SISTEMA	TRIMESTRE	FRECUENCIA [Hz][1]		TIEMPO[2]
		MÁXIMO	MÍNIMO	
BCS	I	60.3	59.4	0:25:49
	II	60.0	59.4	0:36:28
	III	60.3	59.4	10:09:40
	IV	60.3	59.4	1:11:40
Mulegé	I	60.1	58.9	2:22:32
	II	60.0	58.8	0:35:30
	III	60.0	58.7	0:36:10
	IV	60.1	57.7	2:54:08

[1] La banda de frecuencia de operación aceptable para estos sistemas, está comprendida entre la frecuencia máxima de 60.3 Hz y la frecuencia mínima 59.7 Hz, de acuerdo con el Código de Red.

[2] Tiempo acumulado del total de los eventos en donde el sistema estuvo fuera de EON de acuerdo con Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional referido

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Figura 2. Indicadores de la frecuencia máxima y mínima de los sistemas BCS y Mulegé, 2019.

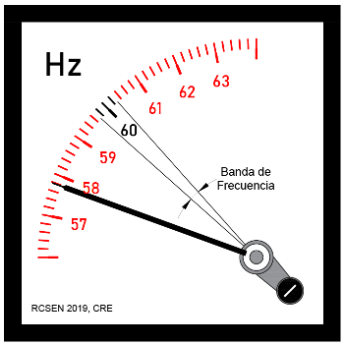


60.3 Hz (máxima)

59.4 Hz (mínima)

Sistema BCS

60.1 Hz (máxima)



57.7 Hz (mínima)

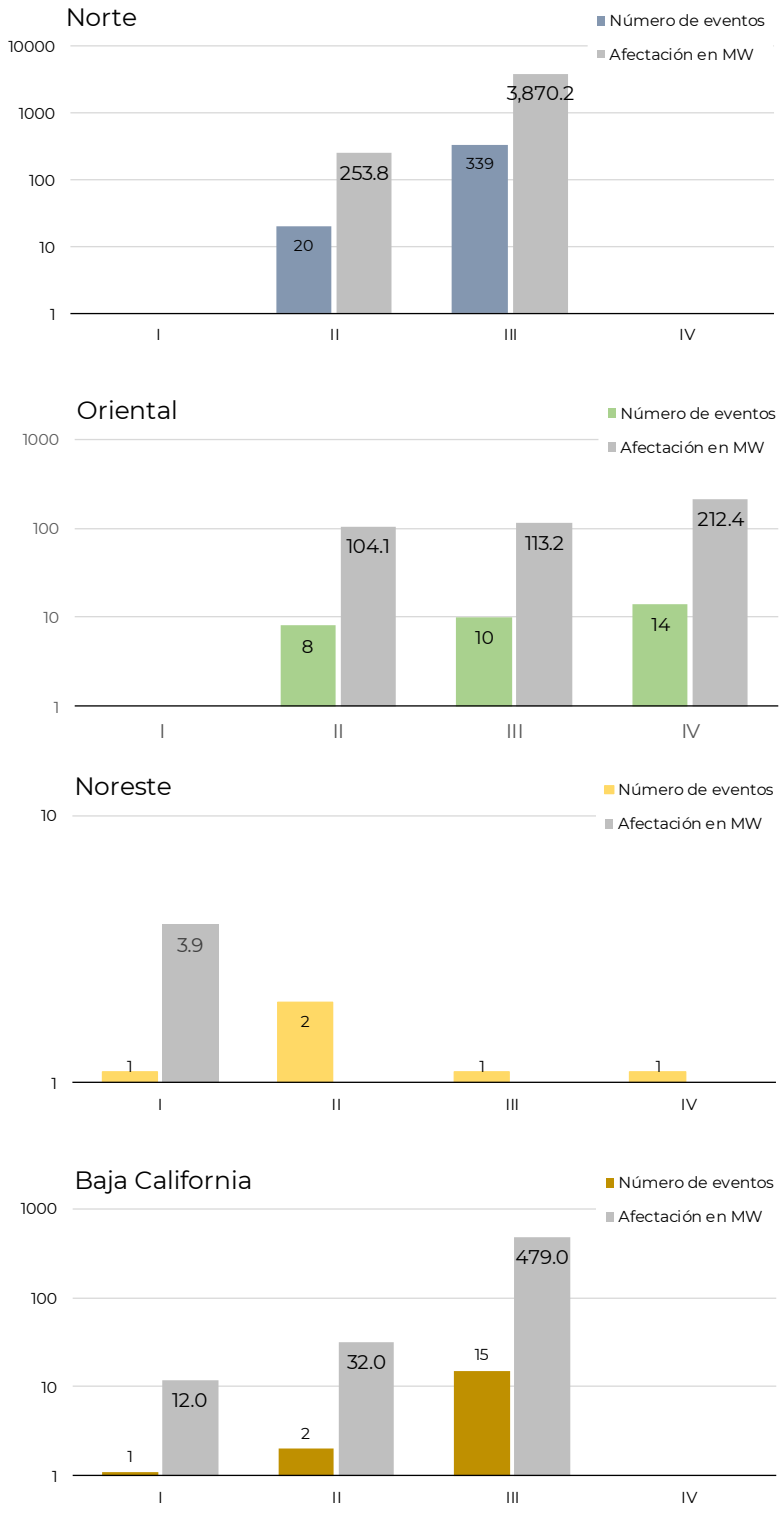
Sistema Mulegé

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

2.1.3 Tensión

Con la finalidad de preservar la confiabilidad y la calidad en la Operación del SEN, el Código de Red establece que los elementos de la RNT deben operar a niveles de tensión nominal de 69 a 400 kV en sus sistemas de corriente alterna, así como en los enlaces de corriente directa y los enlaces internacionales asíncronos conectados a los niveles de tensión mencionados. Con esta premisa, se estableció que los límites operativos para niveles de tensión de 69 a 400 kV sean determinados por una variación de ±5% de la tensión nominal. En la Figura 3, se muestran por período trimestral el número de eventos de desviación de la tensión, así como la afectación de carga ocasionada por estos eventos para cada GCR a lo largo de 2019 en el SEN.

Figura 3. Eventos de desviación de tensión por sistema con afectación de carga por trimestre, 2019.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Se observa que en la GCR Norte se presentaron 359 eventos de desviación de la tensión con una afectación de 4,124 MW. De este número de eventos, el 94.4% se presentaron durante el tercer trimestre en condiciones de demanda de verano. La distancia entre subestaciones y fuentes generadoras influye sobre el nivel de tensión de las subestaciones Ojinaga, Oasis y Nueva Holanda, que es especialmente sensible a las variaciones de carga, provocando la operación de los esquemas de protección por baja tensión (PR-27) y posteriormente las de alta tensión (PR-59), lo cual obligó a realizar ajustes en ambos esquemas[13].

Para el caso de la GCR Oriental, los problemas de control de tensión se deben principalmente a la falta de compensación, específicamente entre las subestaciones Juchitán y Quemado. Al respecto, cabe señalar que, en 2019, la SENER instruyó a la CFE la instalación de compensación dinámica (STATCOM) en las SE Pochutla y Agua Zarca con base en la propuesta realizada por el CENACE en el PAMRNT 2019-2033.

En la GCR Baja California, durante el verano se presentaron algunas fallas de líneas de transmisión ocasionando una degradación de la tensión y la operación del esquema PR-27. En general el déficit de compensación reactiva en la GCR produce eventos de desviación de tensión, para lo cual se han instruido proyectos de compensación capacitiva y reactiva en diferentes subestaciones de esa gerencia.

En la GCR Noreste se registraron cuatro eventos con una afectación menor de carga. De manera similar a la situación que se presenta en la GCR Norte, las distancias entre la generación y los centros de consumo provocan una alta sensibilidad a las variaciones de carga que son reflejadas con caídas de tensión, por lo que los proyectos de compensación instruidos por la SENER se espera que entren en operación en los próximos dos años para reforzar las zonas afectadas.

El criterio OP-7 del Código de Red define que el responsable de la operación del sistema podrá utilizar de forma óptima los recursos de potencia reactiva disponibles, así como, el uso de cambiadores de derivación de los autotransformadores y transformadores de potencia para mantener los niveles de tensión de los nodos o subestaciones de su ámbito operativo, dentro de los límites establecidos. En la Tabla 8 se presenta para cada trimestre del año 2018, el valor de tensión máximo y mínimo, así como el acumulado de tiempo que dichos eventos mantuvieron al Sistema operando fuera de su valor de tensión nominal[14].

[13] Información del Diagnóstico Operativo 2019 del PAMRNT 2020-2034, CENACE.
[14] Sólo se presentan las GCR que registraron eventos de desviación de tensión fuera de los límites establecidos en el Código de Red.

Tabla 8. Desviaciones de tensión, máxima o mínima, por GCR y el acumulado de tiempo de operación fuera del EON asociado, 2019

GCR	TRIMESTRE	TENSIÓN [P.U.] [1]		TIEMPO[2]
		MÁXIMO	MÍNIMO	
Oriental	**I**	-	-	-
	II	-	0.87	5:34:39
	III	-	0.87	13:20:26
	IV	-	0.87	13:36:41
Noreste	**I**	-	0.92	3:00:00
	II	-	-	-
	III	-	-	-
	IV	-	-	-
Noroeste	**I**	-	-	-
	II	1.08	-	0:28:45
	III	-	-	-
	IV	-	-	-
Baja California	**I**	-	0.92	0:01:00
	II	-	0.92	0:14:22
	III	1.10	0.67	1:07:07
	IV	-	-	-
Occidental	**I**	-	-	-
	II	1.06	-	0:00:05
	III	-	-	-
	IV	-	-	-
Norte	**I**	-	-	-
	II	-	0.90	1:09:57
	III	-	0.90	25:53:59
	IV	-	-	-

[1] Los valores máximos y mínimos reportados que se encuentran dentro de los límites operativos se indican con -

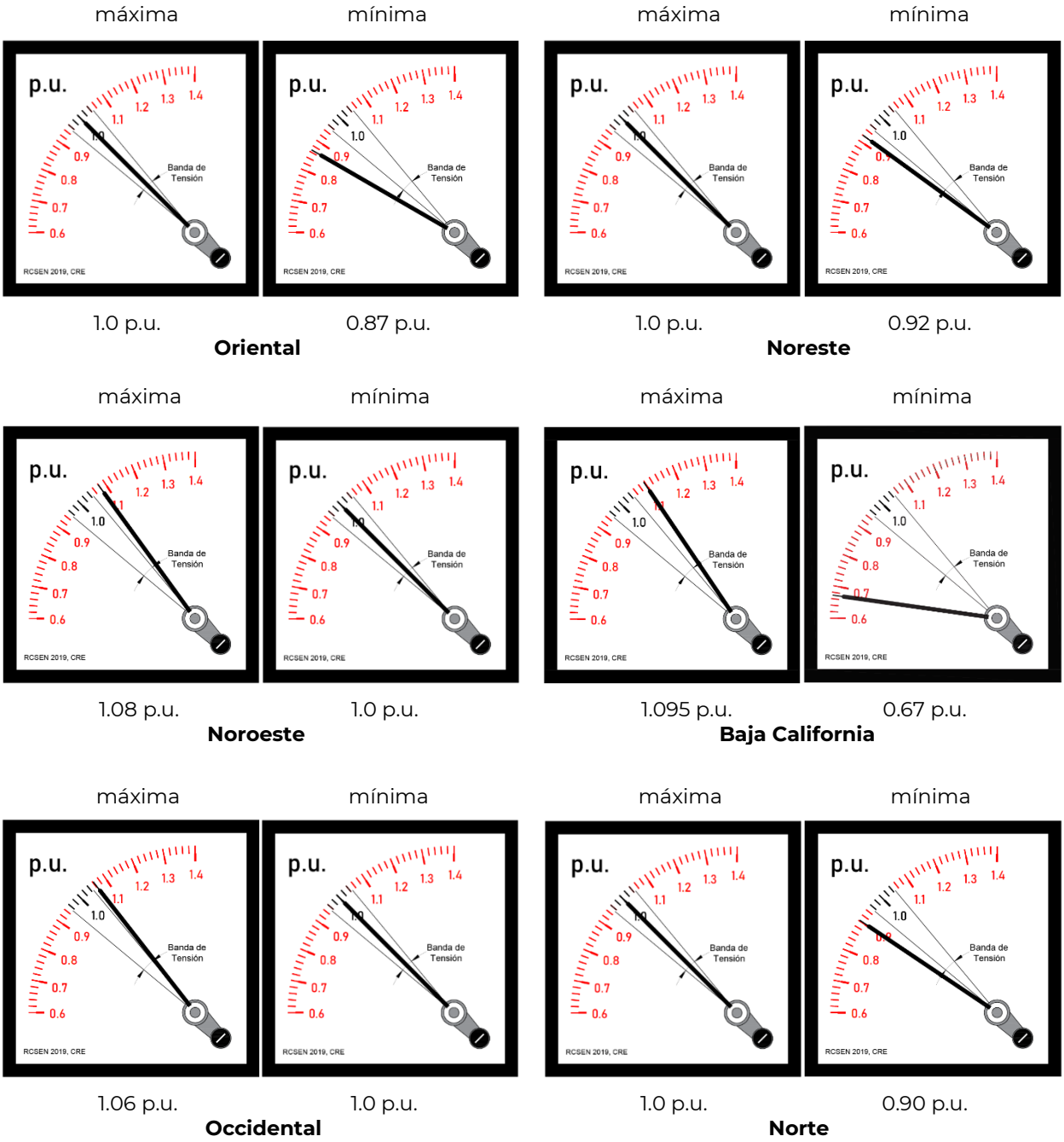
[2] Tiempo acumulado del total de los eventos en donde el sistema estuvo fuera de EON de acuerdo con Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional referido por el Código de Red.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En términos generales, el SEN operó menos tiempo fuera de EON por causa de las desviaciones de tensión, en comparación con lo registrado en 2018. Es en la GCR Norte donde se incrementó considerablemente el tiempo que se operó fuera de estado operativo normal, alcanzando más de 27 horas en el año por debajo del límite establecido en el Código de Red. La GCR Oriental redujo su tiempo fuera de EON por baja tensión, aun cuando registró más de 32 horas por año en esas circunstancias. La tensión más baja registrada en el SEN se presentó en la GCR Baja California con 0.67 p.u. de tensión mínima y oscilando hasta 1.10 p.u. de tensión máxima por más de una hora, en el tercer trimestre de 2019. La Figura 4 muestra las tensiones máximas y mínimas registradas en 2019 en cada GCR.

Figura 4. Tensión máxima y mínima de las GCR registradas con desviación en 2019.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Los eventos de mínima y máxima tensión del SEN se presentaron en la GCR Baja California con 0.67 p.u. y 1.095 p.u. respectivamente, la primera tuvo una duración de 5 minutos con 1 segundo y la segunda 6 minutos con 18 segundos.

2.1.4 Indicadores de sustentabilidad

Los resultados de la consecución de metas en materia de sustentabilidad en el SEN se observan utilizando indicadores que permitan dar seguimiento a la integración de fuentes de energía limpia, su generación de energía y la reducción de emisiones de CO_2. Bajo esta consideración uno de los indicadores más representativos es la Componente de Generación Limpia (CGL), que representa la participación de la energía eléctrica proveniente de fuentes limpias con relación a la energía total generada en el SEN, en términos de generación bruta. En la Tabla 9, se muestra el indicador para el periodo 2016-2019.

Tabla 9. Indicador de la Componente de Generación Limpia del SEN, 2016-2019.

2016	2017	2018	2019	TMCA 16-19 [%]
21.0%	21.4%	23.2%	23.5%	3.73

Fuente: Elaborado por la CRE con información del PRODESEN.

En el último año, la generación de energía eléctrica con gas natural en centrales de ciclo combinado, con tecnología turbogás y con combustión interna se incrementó en 5.7%, 5.8% y 21.8%, respectivamente, sin embargo, la reducción de 35.8% de generación con carboeléctricas produjo una disminución de 0.2% en el total de generación convencional. Con relación al valor de generación eléctrica con tecnologías convencionales, reportado en 2016, este rubro presenta un incremento a tasa media anual de 1.1% en el periodo 2016-2019. La generación eléctrica con energías limpias registró incrementos con tecnología solar fotovoltaica, eólica, cogeneración eficiente y bioenergía de 74.1%, 25.7%, 24.6% y 10.5%, respectivamente, y dieron como resultado un incremento de 1.4% en 2019 con respecto al año anterior. Así, la generación bruta con energías limpias registró una tasa de crecimiento media anual de 5.9% y el indicador CGL de 3.73% para el período de análisis.

En cuanto a las emisiones generadas en el SEN, asociadas a las tecnologías de generación, la Comisión publica de forma anual el Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional con fundamento en el Artículo 12 del Reglamento de la Ley de Transición Energética. Este factor es un indicador de la aportación de la generación con tecnologías que usan combustibles fósiles sobre el portafolio de generación nacional. La tabla 10 muestra los factores de emisión desde el 2016:

Tabla 10. Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2019. [ton CO_2/MWh]

2016	2017	2018	2019
0.458	0.582	0.527	0.505

Fuente: Elaborado y publicado por la CRE.

Una sustitución de combustibles convencionales por gas natural resulta en una menor emisión de CO_2 por unidad de energía generada, por lo que este indicador sensible a las tecnologías empleadas en la generación eléctrica, con una reducción de generación convencional, específicamente aquella que proviene del uso de combustóleo o carbón,

representará una disminución de las emisiones. Cabe señalar que estos factores toman en consideración los tipos de combustibles disponibles en el país, de acuerdo con las metodologías emitidas por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

2.2 Disturbios en el SEN

El Código de Red define un disturbio como la alteración de las condiciones normales del SEN que lo afecta total o parcialmente y que puede llegar a producir una interrupción en el suministro eléctrico. Para su análisis, el Código de Red divide los disturbios en cuatro categorías, estas son:

1. Disturbios de alta relevancia. Disparos con afectaciones de carga o generación superiores a 30 MW, Barridas de barras, Inundaciones o incendios en instalaciones de la RNT, RGD, Centro de Control de Generación (CCG) o de usuario calificado, torres de transmisión caídas o ladeadas, eventos meteorológicos como huracanes o depresiones tropicales, sismos que conlleven disparos de elementos, operación de esquemas de baja frecuencia, disparos de elementos debido a personal accidentado, tiros de carga manual y explosiones de equipo primario.

2. Disturbios de media relevancia. Alteraciones con afectaciones de carga o generación menores a 30 MW, pero iguales o mayores a 10 MW, disparos múltiples sin afectaciones de carga, operación de esquemas de bajo voltaje, fallas permanentes en líneas de transmisión y disparos múltiples con y sin afectación de carga.

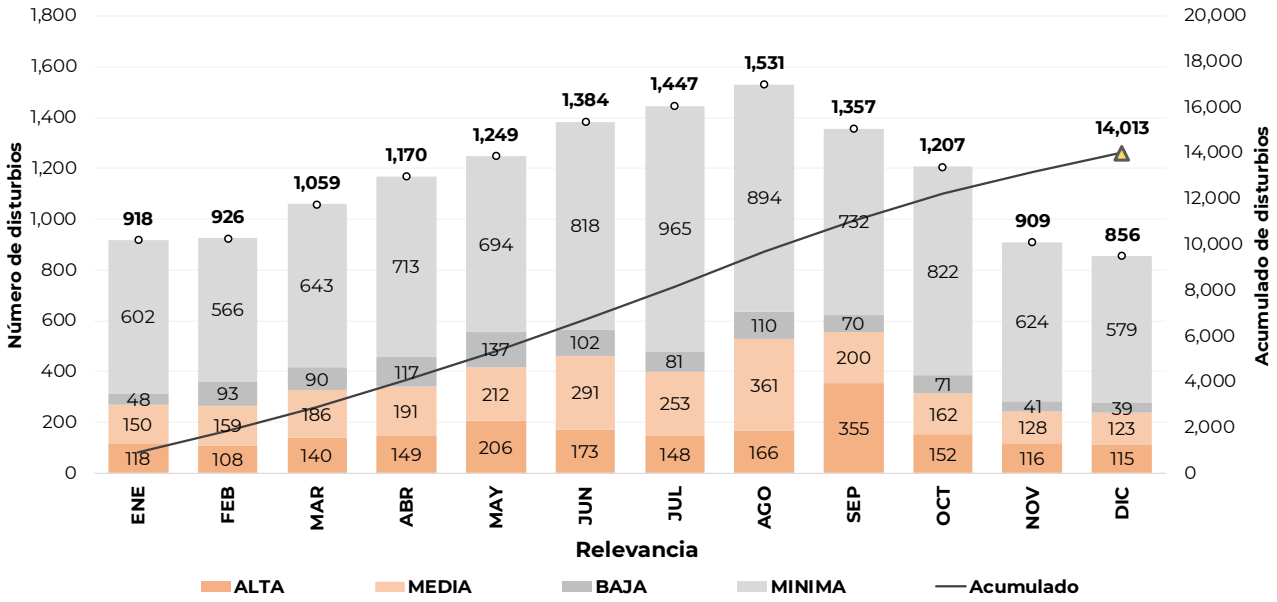
3. Disturbios de baja relevancia. Disparos de elementos debido a vandalismo, maniobras erróneas, disparos de líneas debido a personas ajenas al SEN accidentadas, disparos transitorios de líneas superiores o iguales a 230 kV y sismos mayores a 5 grados Richter sin afectaciones.

4. Disturbios de mínima relevancia. Alteraciones con afectaciones de carga o generación menores a 10 MW, disparo transitorio de capacitores, disparo transitorio de compensadores estáticos de VAR y disparo transitorio de reactores.

En 2019, se registraron 14,013 disturbios acumulados, cifra 15.5% menor a lo registrado en 2018, lo cual fue resultado de una reducción de 23.7% en los disturbios de mínima relevancia, así como la disminución en 7.8% de los disturbios de baja relevancia. Para el caso de los disturbios de alta y media relevancia, se registró un incremento de 0.7% y 8.3%, respectivamente.

Así, los disturbios de alta relevancia sumaron 1,946 eventos, dentro de la clasificación de media relevancia se registraron 2,416 disturbios, en baja relevancia se presentaron 999 y en mínima relevancia 8,652 eventos. En la Figura 5, se presenta la distribución mensual de los disturbios por relevancia y el total acumulado anual con evolución mensual.

Figura 5. Disturbios en el SEN por relevancia y total acumulado, 2019.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En un análisis del periodo 2016-2019, la tasa de crecimiento de los disturbios registró un 18.4% en promedio anual. Así, las tasas de crecimiento medias anuales en el periodo 2016-2019 de los disturbios fueron en alta relevancia de 14.5%, en media relevancia de 12.3%, en baja relevancia de 7.6% y en mínima relevancia, usualmente los de mayor cantidad, registraron un 23.0%.

En conclusión, el SEN ha venido incrementando la cantidad de disturbios que, si bien en su mayoría son de mínima relevancia, incrementan el riesgo de continuidad en el servicio y su respectiva afectación a los usuarios del sistema. La evaluación de las causas de los disturbios es una tarea que el CENACE realiza en sus diagnósticos anuales como insumo para la planificación y desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica del país.

2.2.1 Estados de Alerta y de Emergencia del SEN

Los estados operativos diferentes al Normal que se presentaron en el SEN durante 2019 totalizaron 1,931, de los cuáles 94.4% fueron EOA y 5.6% EOE, esto representa un incremento de 30.3% que son resultado de un aumento de 29.8% de los EOA y de 40.3% de los EOE. Así, la tasa media de crecimiento de los últimos tres años registra un aumento de 25.6% de los EOA y 56.7% de los EOE. La Tabla 11, muestra la evolución de los estados operativos mencionados, su variación en el último año y sus tasas de crecimiento.

Tabla 11. Estados de Alerta y de Emergencia en el SEN, 2016-2019.

Estado Operativo	2016 [1]	2017	2018	2019	Δ 18-19	2019 Part.	TMCA [2] 17-19
Alerta	228	1,156	1,404	1,823	29.8%	94.4%	25.6%
Emergencia	35	44	77	108	40.3%	5.6%	56.7%

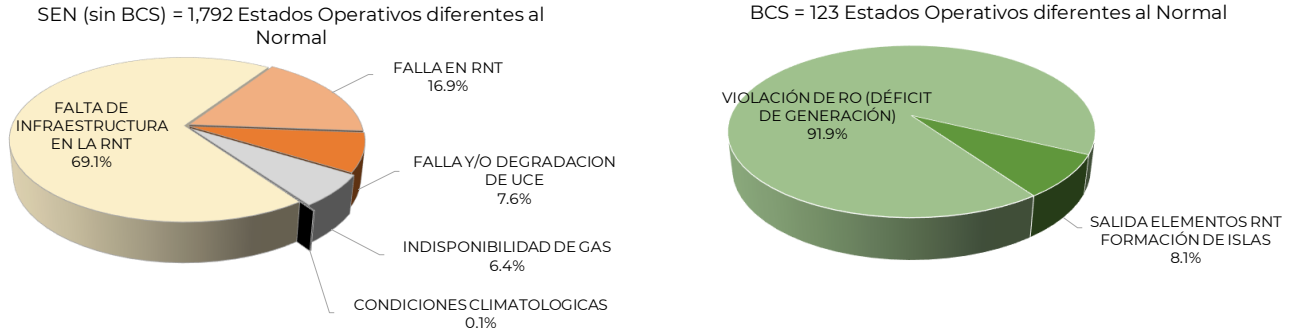
[1] Para el año 2016, se presentan sólo las notificaciones del segundo semestre.

[2] Se tomó el año 2017 como base para el cálculo ya que los datos de 2016 reportados excluyen el primer semestre.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En el año 2019, se presentaron como principales causas de los EOA y EOE en el SEN la falta de infraestructura en la RNT, seguido de las fallas en los elementos de la RNT y por degradación de las UCE; en menor proporción se presenta la indisponibilidad de gas natural y en mínima participación los eventos relacionados con las condiciones climatológicas. La Figura 6 muestra las causas principales de los estados operativos del SEN diferentes al Normal.

Figura 6. Principales causas de los Estados de Alerta y Emergencia en el SEN en 2019.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

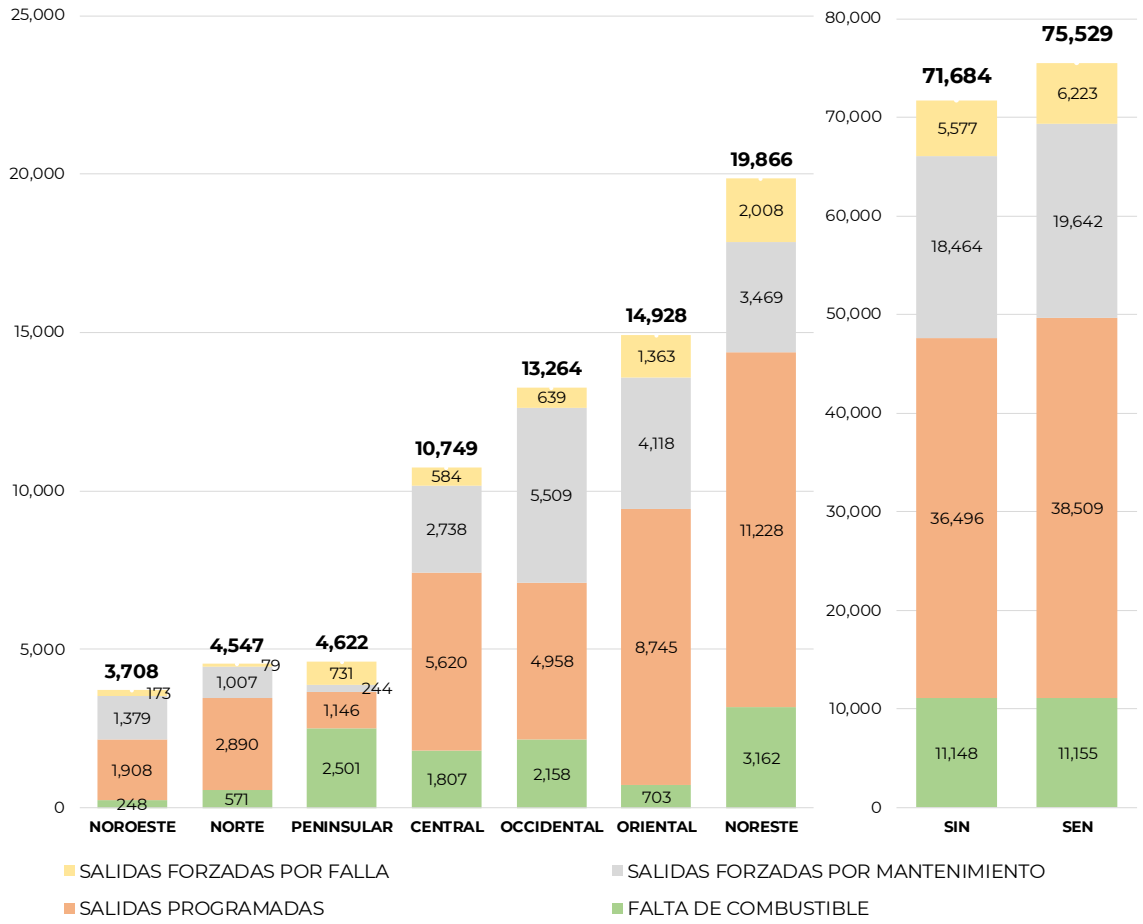
En 2019, se presentaron causas específicas de los EOA y EOE en la GCR Baja California Sur que tienen que ver con la Reserva Operativa (RO) por déficit de generación, así como salidas de elementos de la red que conllevan a la formación de islas. Estas causas provocaron 123 estados operativos diferentes al Normal en este Sistema.

Por las diferentes causas mostradas, el SEN está sujeto a eventos que pueden ocasionar salidas de operación de las UCE. El CENACE es el ente encargado de realizar la planeación y la coordinación de la solicitud de salida de las unidades requeridas para realizar a estas el mantenimiento, modificación, ampliación, entre otras actividades necesarias para el óptimo funcionamiento de los elementos que componen el SEN, conforme a criterios de confiabilidad, establecidos en el Código de Red.

El Código de Red define que, cuando se presenten salidas de operación de elementos del SEN, por ejemplo, UCE que no se encuentren consideradas en el programa de mantenimientos conciliado con el CENACE, serán consideradas como salidas de emergencia bajo el concepto de salida forzada, de acuerdo con los lineamentos de programación de salidas y administración de licencias incluidos en el Código de Red.

En 2019, el SEN registró un total de 75,529 GWh de Generación no disponible, de la cual 49% está asociada a salidas forzadas y falta de combustible, mientras que el 51% restante está relacionado con actividades de mantenimiento programado. La Figura 7 muestra la indisponibilidad de generación en cada Región de Control en el SEN en 2019 por componente.

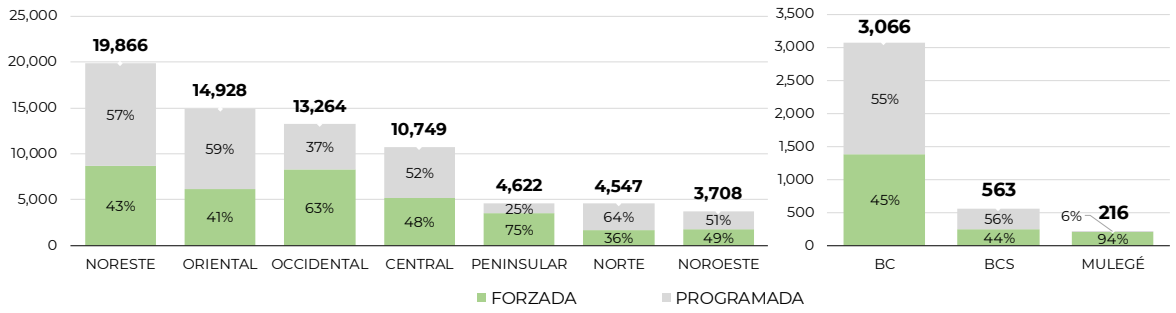
Figura 7. Indisponibilidad de Generación en el SEN, 2019. [GWh]



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE

En el análisis por GCR, la Figura 8 muestra la generación indisponible y sus componentes forzada y programada, donde se observa que la GCR Noreste registró el nivel más alto de indisponibilidad con 19,866 GWh, donde predomina su variante programada. De igual manera, la CGR Oriental se presentó como la segunda mayor con 14,928 GWh de la cuál 59% es de tipo programada. En el SIN, la GCR Noroeste fue la de menor indisponibilidad.

Figura 8. Generación indisponible en el SEN, por Gerencia de Control Regional, 2019. [GWh]



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

En cuanto a la GCR Baja California, esta registró 3,066 GWh de indisponibilidad, de la cual 55% fue programada y 45% forzada. Para el Sistema Baja California Sur, la indisponibilidad total fue de 563 GWh, suficiente para impactar sobre el índice de MRO, por lo que tuvo que relajar su nivel de reserva operativa por debajo del 4%. En el caso del Sistema Mulegé, el 94% de la indisponibilidad estuvo asociada a salidas forzadas de las UCE.

2.2.2 Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas del SEN, 2019

De acuerdo con el cambio de metodología para la determinación de las 100 horas críticas (HC) realizado en 2018 en el Manual para el Mercado de Balance de Potencia, ahora se determinan las horas donde se presenta el menor nivel de reservas de generación[15]. En la Tabla 12, se muestra la ocurrencia de las horas críticas en el SEN en sus diferentes zonas de potencia. En la Figura 9 se indican las 100 horas con fecha y hora del día en que se presentaron.

En primera instancia se puede observar un detrimento en el nivel de reserva del Sistema de Baja California Sur, que en las HC registró valores negativos, lo que implicó la necesidad de aplicar una relajación de los niveles de RO. La indisponibilidad de UCE en el sistema durante la ocurrencia de las HC fue uno de los factores relevantes que, sumado a la falta de combustóleo en los meses de enero y julio, causaron la caída de los indicadores de RO.

Para el caso del Sistema Baja California, se registró un mínimo de reserva operativa de -295.5 MW el día 2 de septiembre (hora 43), que por su interconexión con el sistema eléctrico de California en los Estados Unidos de América (EUA), minimizan el impacto de esta condición. El monitoreo de este sistema se realiza con base en estándares internacionales. En el SIN, los niveles máximo y mínimo de reserva registrados en las HC, fueron de 4,824 y 2,664 MW respectivamente. El valor mínimo de reserva se presentó el 20 de junio y comparada con el valor mínimo de 2018 presenta una mejora derivada de la adicción de capacidad instalada de generación. De manera general, el SIN mejoró su reserva operativa durante las HC mientras que el Sistema BCS tuvo problemas para cubrir su demanda elevando el estrés sobre su operación confiable.

[15] En la anterior metodología se contabilizaban las horas con mayor demanda por zona de potencia.

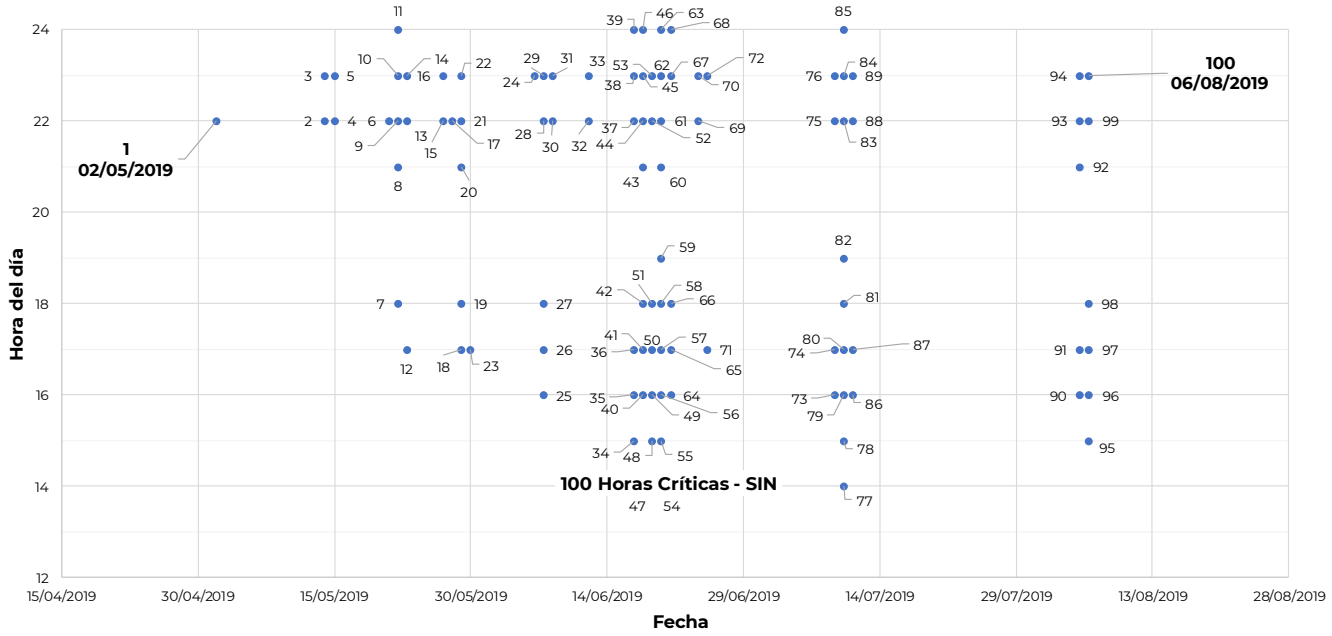
Tabla 12. Capacidad Disponible en las 100 horas críticas identificadas por el CENACE por zona de potencia, 2016-2019.

Año[1]	Zona de Potencia	Periodo de ocurrencia (día inicial - día final)	Máximo [MW]	Mínimo [MW]	Promedio [MW]
2016	BCS	del 04-julio al 28-octubre	428.5	402.0	409.2
	BCA	del 20-junio al 31-agosto	2,556.0	2,370.9	2,428.9
	SIN	del 23-mayo al 20-septiembre	39,746.9	38,681.6	39,022.7
2017	BCS	del 20-julio al 19-octubre	469.2	430.7	440.0
	BCA	del 20-junio al 06-septiembre	2,622.3	2,443.9	2,495.9
	SIN	del 17-mayo al 24-agosto	42,421.1	40,385.9	40,905.2
2018	BCS	del 06-julio al 06-octubre	64.8	-13.5	37.6
	BCA	del 18-julio al 23-agosto	215.6	-2.8	145.0
	SIN	del 16-mayo al 24-julio	2,562.1	204.2	1,997.0
2019	BCS	del 12-junio al 09-octubre	-0.7	-49.0	-15.6
	BCA	del 28-julio al 6-septiembre	177.1	-295.5	50.0
	SIN	del 2-mayo al 6-agosto	4,824.0	2,664.1	4,228.0

[1] Para los años 2016 y 2017, los máximos, mínimos y promedios corresponden a la mayor demanda en [MW] que se presentó en el sistema correspondiente, mientras que a partir de 2018 con la nueva metodología corresponden al menor nivel de reserva de generación.
Los valores negativos de las reservas denotan la necesidad de relajar el requerimiento de reservas, es decir fue insuficiente la capacidad para proveerlas.

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE y del MIM.

Figura 9. Registro de ocurrencia de las 100 horas críticas en el SIN en 2019.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

2.2.3 Indisponibilidad por falta de combustible

Una de las causas de indisponibilidad de la capacidad de generación en los diferentes sistemas que componen el SEN fue la falta de combustible, específicamente del gas natural. En 2019, el SIN registró una indisponibilidad mensual promedio de 11,237 MW, con registros por arriba del promedio en los meses de febrero, marzo, abril, mayo, junio y septiembre. Comparado con 2018, la falta de gas natural incrementó la indisponibilidad casi seis veces el promedio mensual. Históricamente, la GCR Peninsular ha presentado la mayor indisponibilidad, pero en el último año, la GCR Noreste registró la mayor capacidad indisponible en promedio mensual. La Tabla 13 muestra la indisponibilidad de capacidad de generación asociada a la falta de gas natural.

Tabla 13. Indisponibilidad de capacidad por falta de gas natural por GCR, 2019 [MW]

GCR	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO
CENTRAL	2,327.0	1,500.0	3,383.0	4,445.1	5,125.0	2,542.6	2,471.0
NORESTE	1,811.5	5,794.5	3,873.8	7,025.0	3,307.8	3,837.9	2,462.4
NOROESTE	194.0	0.0	400.0	550.0	1,228.0	0.0	0.0
NORTE	0.0	0.0	0.0	461.0	0.0	240.0	207.5
OCCIDENTAL	938.5	2,480.0	1,449.7	847.5	2,739.9	2,795.7	1,445.0
ORIENTAL	247.0	1,124.0	3,441.0	3,172.8	1,701.0	550.6	1,037.2
PENINSULAR	305.0	650.0	13,997.5	1,440.0	6,014.0	3,691.0	494.0
SIN	5,823.0	11,548.5	26,545.0	17,941.4	20,115.7	13,657.8	8,117.1

GCR	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	PROMEDIO ANUAL
CENTRAL	2,922.6	1,745.0	0.0	359.0	210.0	2,252.5
NORESTE	1,520.7	2,224.8	176.7	376.2	2,452.0	2,905.3
NOROESTE	0.0	3,542.5	1,039.5	0.0	656.1	634.2
NORTE	60.0	2,088.8	1,029.0	0.0	219.0	358.8
OCCIDENTAL	1,526.9	2,102.0	1,003.0	0.0	273.0	1,466.8
ORIENTAL	2,065.8	111.8	0.0	117.0	119.0	1,140.6
PENINSULAR	0.0	44.0	85.0	1,401.0	1,627.5	2,479.1
SIN	8,096.0	11,858.9	3,333.2	2,253.2	5,556.6	11,237.2

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

De acuerdo con la información del CENACE, en 2019 más de 800 UCE registraron por lo menos una salida de operación asociada a la falta de combustible. Además del gas natural, algunas GCR como la BCS y la Noroeste, registraron falta de combustóleo en cinco UCE, tres de la GCR BCS y dos de la GCR NO.

2.2.4 Principales disturbios en el SEN en 2019

A lo largo de 2019, en el SEN se registraron más de 14,000 disturbios. De ese total, 3,013 disturbios presentaron diferentes niveles de afectación de carga. Las principales causas de estos eventos con afectación, en orden de importancia y recurrencia fueron el disparo de protecciones de los elementos de la RNT, fallas de infraestructura, eventos de fuerza mayor y casos fortuitos y con menor incidencia las acciones operativas y licencias.

En la Tabla 14, se muestran los doce eventos que representan las mayores afectaciones de carga suscitados en 2019. Todos estos eventos fueron clasificados de alta y media relevancia con base en la carga afectada, así como la duración y tiempo de atención.

Los primeros tres disturbios se ubicaron con una afectación superior a 1 GWh, el mayor de ellos con 7.3 GWh de afectación se presentó en la GCR Noreste donde una falla en un transformador afectó la carga industrial. El segundo evento en magnitud con una afectación de 1.7 GWh se registró en la GCR Baja California por un bajo nivel de reserva operativa que afectó el balance carga-generación. El tercer evento se presentó en la GCR Peninsular por un evento de fuerza mayor, un incendio debajo de las líneas de transmisión en el corredor entre Escárcega y Ticul provocó la salida de las líneas A3Q20 y A3Q30 con afectación a la red eléctrica de toda la Península y la conexión con Belice.

Cabe señalar que posteriormente se presentaron dos eventos similares en la GCR Peninsular con afectaciones de 489 y 459 MWh. El estado y capacidad de la infraestructura de transmisión hacia la península y la indisponibilidad de generación comprometen la confiabilidad de esta GCR ante eventos de fuerza mayor y climáticos, especialmente en temporadas de demanda de verano donde las líneas pueden alcanzar sus límites térmicos y de transmisión. Los cambios en la generación hidroeléctrica de la GCR Oriental, tienen un efecto multiplicador de los problemas de congestión del corredor mencionado.

Ante el incremento de disturbios en el SEN, el CENACE ha identificado diferentes problemas de falta de infraestructura que buscan ser atendidos con los proyectos propuestos en el PAMRNT 2020-2034. La ejecución en tiempo y forma de estos proyectos reducen el riesgo de aparición de disturbios y brindan al SEN un mayor nivel de confiabilidad, garantizando su seguridad y continuidad.

Tabla 14. Principales disturbios del SEN de acuerdo con su afectación, 2019.

Mes	GCR	Relevancia	Afectación [MWh]	Descripción	Causa
Enero	Noreste	Media	7,283	Disparo de UDAR T02 con 10.8 MW de carga industrial	Falla en boquilla de fase de transformador en el lado de alta
Febrero	Baja California	Alta	1,742	Requerimiento de reserva	Desbalance carga - generación en el control de enlace
Abril	Peninsular	Alta	1,736	Salida de líneas de transmisión A3Q30 y A3Q20	Incendio debajo de las líneas de transmisión, colapso de la red peninsular
Octubre	Central	Alta	804	Disturbio con afectación de carga industrial en Michoacán	Barrido de barras en 230 kV
Julio	Oriental	Media	694	Corte de carga en la zona de Veracruz	Disparo de línea 93980
Junio	Noreste	Alta	667	Afectación con corte de carga industrial	Disparo de ACM Bus-115 kV en coincidencia con disparo de línea 73D40 y operación de DAG Coahuila paso 1
Agosto	Noreste	Media	563	Afectación con corte de carga industrial	Disparo de línea A3I20
Abril	Peninsular	Alta	489	Salida de líneas de transmisión A3Q30 y A3Q20	Incendio en las estructuras 505 y 506
Marzo	Peninsular	Alta	459	Salida de líneas de transmisión A3Q30 y A3Q20	Quema de caña entre las estructuras 305, 306 y 307
Julio	Baja California	Alta	415	Afectación con corte de carga del Acueducto	Condiciones climáticas adversas con neblina y viento
Junio	Occidente	Alta	387	Afectación de carga Zona Metropolitana de Guadalajara	Objetos extraños en las líneas de transmisión
Abril	Oriental	Media	382	Afectación de carga	Disparo de Transformador PSF 01

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

Aun cuando han sido instruidos diferentes proyectos que atienden estos problemas, muchos de ellos no han sido ejecutados, situación que se agrava año con año ante el comportamiento de la demanda.

2.3 Monitoreo del Sistema de Baja California

En el Código de Red se incluyen criterios que aplican exclusivamente al Sistema Interconectado de Baja California, como resultado de la necesidad de mantener la coordinación técnica entre los Sistema Eléctricos de Baja California en México y el sistema eléctrico de California, en los Estados Unidos. Dichos criterios derivan de estándares de confiabilidad que guardan congruencia con aquellos elaborados por la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) y corresponden a los siguientes:

1. BAL-001-MX-0 Real Power Balancing Control Performance
2. INT-001-MX-0 Interchange Information
3. BAL-006-MX-0 Inadvertent Interchange
4. CIP-001-MX-0 Sabotage Reporting
5. INT-003-MX-0 Interchange Transaction Implementation
6. PER-001-MX-0 Operating Personnel Responsibility and Authority
7. PER-002-MX-0 Operating Personnel Training
8. PER-003-MX-0 Operating Personnel Credentials
9. VAR-002-WECC-MX-0 Automatic Voltage Regulators (AVR)
10. VAR-501-WECC-MX-0 Power System Stabilizer (PSS)

La Comisión atendiendo a sus atribuciones previstas en la LIE y el RLIE, a partir del año 2018, lleva a cabo la vigilancia y monitoreo del cumplimiento de dichos criterios específicos de confiabilidad aplicables a Baja California con el apoyo del *Western Electricity Coordinating Council* (WECC[16]), en los términos previstos en el contrato[17] que para tal efecto suscribió la Comisión con el WECC.

Una de las actividades fundamentales que forman parte de la vigilancia y monitoreo de los criterios específicos en Baja California, está asociada con la definición de un Programa Anual de Monitoreo, basado en una herramienta que utiliza el WECC que detalla diversos procesos para llevar a cabo el monitoreo y vigilancia de los criterios de confiabilidad en México, de conformidad con la legislación mexicana aplicable. A través de los procesos antes mencionados, se realizan requerimientos periódicos de información hacia las entidades obligadas a cumplir con los criterios de confiabilidad de México.

A continuación se describen, de forma general, los procesos previstos en el Programa Anual de Monitoreo y los cuáles son implementados con apoyo de WECC para llevar a cabo el monitoreo y la vigilancia de los criterios de confiabilidad de México:

a. **Auditorías de cumplimiento.** La periodicidad de las auditorías está definida en función de las actividades que lleven a cabo los sujetos obligados. Asimismo, se podrán llevar a cabo auditorías en respuesta a un disturbio en el sistema, una queja o una posible violación identificada

[16] Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (EUA), por sus siglas en inglés.
[17] Contrato Núm. CRE/16/2018.

b. **Autocertificaciones.** La Comisión puede requerir a un sujeto obligado en cualquier momento a que autocertifique su cumplimiento con los criterios específicos de confiabilidad.
c. **Revisión puntual (*spot checks*, en inglés).** Pueden ser iniciados en cualquier momento por la Comisión, para revisar o confirmar autoreportes, información periódicamente suministrada o autocertificaciones. Estas revisiones pueden ser aleatorias o pueden ser iniciadas en respuesta a eventos, problemas operativos, etc.
d. **Investigaciones de cumplimiento.** Pueden ser iniciadas en cualquier momento en respuesta a un disturbio en el sistema, una queja, a la identificación de una presunta violación de los criterios de confiabilidad de México, o a solicitud de la Comisión.
e. **Autoreportes.** Son presentados, en su caso, por los sujetos obligados cuando advierten que no están cumpliendo con alguno de los criterios específicos o cuando cambia el nivel de severidad de una violación previamente reportada. Estos reportes pueden ser presentados en cualquier momento.
f. **Suministro periódico de información.** Algunos de los criterios específicos de confiabilidad requieren que se suministre periódicamente información que demuestre el cumplimiento con los referidos criterios.

Los pasos específicos para el desarrollo y ejecución de cada uno de los procesos antes mencionados se describen en forma detallada en el Programa Anual de Monitoreo. Para el año 2019, derivado de las actividades de monitoreo y vigilancia, no se identificaron posibles violaciones a los criterios específicos de confiabilidad aplicables a Baja California.

2.3.1 Aplicación del Protocolo Correctivo en el Sistema de Baja California

La implementación de este mecanismo de adquisición de Potencia y Productos Asociados se debió, de acuerdo con el CENACE, a las indisponibilidades y derrateos en las capacidades de las UCE, que se presentaron durante los meses de verano de 2019, así como al incremento en la demanda en dicho sistema, aunado a la falta de nuevos recursos de generación, lo cual ocasionó una disminución en los niveles de Reserva Operativa en el SBC.

Las disposiciones del Código de Red que estuvieron próximas a no cumplirse durante los Estados Operativos de Alerta y el Estado Operativo de Emergencia fueron en particular:

- El Criterio OP–38: “El CENACE debe mantener la Reserva de Planeación y la Reserva Operativa en los niveles establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos para que el SEN maximice el tiempo de Estado Operativo Normal previniendo los Estados Operativos de Alerta o Emergencia”.
- El numeral 2.1.6 Requerimiento de Reserva para los Estados Operativos del SEN, del Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional, donde se señala que el CENACE debe de mantener la Reserva de Planeación y la Reserva Operativa en los niveles establecidos en la Tabla 2: Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los estados operativos del SEN, los cuales se muestran en la Tabla 1 del presente Reporte de Confiabilidad, al SBC le corresponde el cumplimiento de los porcentajes indicados en la columna de Otros.

2.3.2 Gestión de la contratación de Potencia

EL CENACE publicó la activación del Protocolo Correctivo a través del Sistema de Información de Mercado (SIM), mediante tres comunicados emitidos el 22 y 29 de marzo y 5 de abril de 2019, dirigidos a los Integrantes de la Industria Eléctrica, convocándolos a manifestar su interés para ser considerados en el proceso de contratación de Potencia. Lo anterior acorde a los términos señalados en el Manual del Protocolo Correctivo publicado posteriormente en el SIM el 17 de abril de 2019.

Derivado del proceso indicado en el párrafo anterior, se formalizaron dos contratos que permitieron adquirir 87.9 MW de capacidad de generación conforme al "Modelo de Contrato de Compra-Venta de Productos Asociados a la aplicación del Protocolo Correctivo en el Sistema Baja California" y su actualización, publicados por el CENACE en el SIM los días 20 de abril y 28 de mayo de 2019. De dicha potencia contratada, se tuvieron 79.5 MW de capacidad entregando energía al SBC en el periodo del 5 de julio al 30 de septiembre del 2020; los 8.4 MW de capacidad restantes entregaron energía al SBC en el periodo del 15 de julio al 30 de septiembre de 2019.

Por otro lado, mediante el Contrato Regulatorio para Compra Venta de Energía al Mayoreo celebrado entre el CENACE y el *Imperial Irrigation District* (IID, compañía de servicios públicos de electricidad con sede central en Imperial, California) se consolidó un enlace en media tensión con capacidad de transferencia de hasta 27 MW entre California, EUA y Baja California, México, a través del cual se realizaron transacciones de energía en el periodo del 24 de junio al 30 de septiembre de 2019. A su vez, es importante mencionar que el CENACE realizó transacciones de importación, con el Mercado del CAISO[18], por confiabilidad y de emergencia, para afrontar la condición de déficit de reservas, a través del enlace internacional que se mantiene por la interconexión eléctrica del SBC con el WECC. Adicionalmente, en mayo de 2019 el CENACE instruyó el traslado de Unidades Móviles de Emergencia (UME) al SBC, cada una con capacidad de 19 MW y 20 MW.

2.3.3 Resultados de la Aplicación del Protocolo Correctivo

En 2019, el CENACE recurrió a la aplicación del Protocolo Correctivo para el Sistema de Baja California (SBC) en el marco del incremento de la demanda, las altas temperaturas y el déficit de generación previstos para los meses de mayo a septiembre.

De acuerdo con la información reportada por el CENACE a la Comisión con la aplicación del protocolo correctivo se evitó lo siguiente:

- 91 horas de operación en EOE y 4 horas de operación en EOA.
- 11,164 MWh de Energía No Suministrada (ENS) y 3,438,363 usuarios afectados.

[18] Operador Independiente del Sistema de California, por sus siglas en inglés.

3 Desempeño de la RNT

Con la finalidad de garantizar la prestación del servicio de transmisión en condiciones de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad de las instalaciones y equipos que componen la RNT, así como de las instalaciones y equipos de los usuarios finales, el artículo 18 de las Disposiciones de la RNT y de las RGD, establece los indicadores de disponibilidad, continuidad y calidad, que deben ser observados por CFE Transmisión.

En este capítulo se presentan los valores de cada indicador correspondientes al desempeño de la RNT, reportados por CFE Transmisión en el periodo 2016-2019.

3.1. Índice de disponibilidad de los elementos de la RNT
3.2. Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en la RNT (SAIFI)
3.3. Índice de duración promedio de interrupciones en la RNT (SAIDI)
3.4. Energía no suministrada en la RNT (ENS)
3.5. Congestión en la RNT

Las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica (Disposiciones de la RNT y las RGD), prevén que la prestación del servicio público de transmisión se realice garantizando la Calidad, Confiabilidad, Continuidad, y seguridad tanto de las instalaciones y equipos que componen la RNT como de las instalaciones y equipos de los Usuarios Finales. Para realizar la evaluación del desempeño de la RNT, la Comisión hace uso de los parámetros que se muestran a continuación.

3.1 Índice de disponibilidad de los elementos de la RNT

Con fines de garantizar el suministro bajo condiciones de Continuidad, Calidad, Confiabilidad, eficiencia y seguridad, es necesario mantener la disponibilidad de los elementos de transmisión. Bajo esta premisa, se incluyen para la evaluación del Índice de Disponibilidad de la RNT (IDT), los elementos siguientes:

i. Líneas de transmisión en niveles de tensión de 69, 85, 115, 138, 161, 230 y 400 kV,

ii. Equipos de transformación en los niveles de tensión del inciso anterior, y

iii. Equipos de compensación de potencia reactiva: reactores de potencia, bancos de capacitores, ramas inductivas de compensadores estáticos de VAR y sus ramas capacitivas.

El índice establecido para la evaluación de disponibilidad de la RNT es aplicable, en una primera instancia, a cada Gerencia Regional de Transmisión (GRT) y en otra a nivel nacional. Para definir este índice, se establecieron los siguientes casos de excepción, los cuales no deberán ser considerados para evaluar la disponibilidad de un elemento:

i. Cuando la duración de la interrupción sea menor a 5 minutos,

ii. Cuando el elemento deba salir de operación como consecuencia de la construcción de otras obras,

iii. Por caso fortuito o fuerza mayor,

iv. Cuando sea necesario desenergizar el elemento en estado operativo de alerta o estado operativo de emergencia, de conformidad con el Código de Red, y

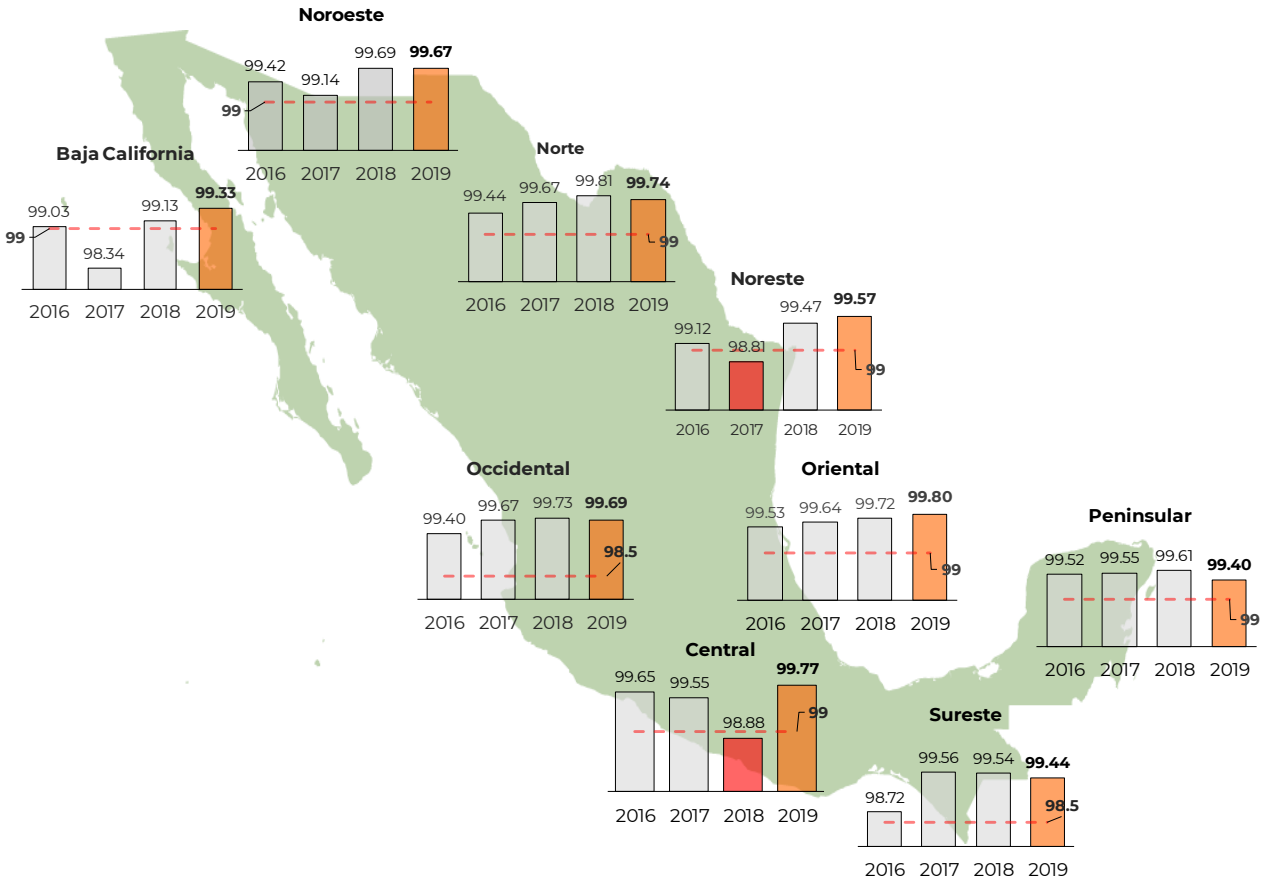
v. Cuando haya un disturbio en la RNT.

De conformidad con lo anterior, en la Figura 10 se muestra el IDT por cada GRT, para el periodo 2016-2019. En este caso, se hace una comparación con el porcentaje de disponibilidad obligatorio para cada Gerencia establecido en las Disposiciones de la RNT y las RGD marcado con una línea.

El IDT reportado en 2019, presenta mejorías con respecto al año anterior en las GRT de Baja California, Noreste, Oriental y Central, esta última con un incremento de 0.89% que la ubica dentro del porcentaje de disponibilidad obligatorio, después de haber estado debajo del límite en 2018.

En contraparte, las GRT Noroeste, Norte, Occidental, Sureste y Peninsular reportaron reducciones marginales con relación a 2018, pero mantienen su indicador dentro de niveles aceptables.

Figura 10. Índice IDT por Gerencia Regional de Transmisión, 2016-2019. [porcentaje]



De esta manera, se puede observar que, para 2019, el IDT muestra condiciones favorables en todas las GRT, ya que se encontraron por encima de la meta establecida en las Disposiciones emitidas por la Comisión, además cabe destacar que, en este sentido, la meta fue solventada con márgenes holgados. El análisis de la disponibilidad promedio de los elementos de la RNT mostrado en la Tabla 15, presenta la variación porcentual del IDT del último año con relación al límite obligatorio y su evolución histórica desde 2016.

Tabla 15. Disponibilidad promedio de los elementos de la RNT por GRT, 2016-2019.

GRT	Disponibilidad promedio					2019 VRL[1]		Histórico 2016-2019			
	Obligatoria	2016	2017	2018	2019			Mínimo	Máximo	Variación máxima	Veces por debajo del límite
Baja California	99.00%	99.03%	98.33%	99.13%	99.33%	0.33%	▲	98.33%	99.33%	1.00%	1
Noroeste	99.00%	99.42%	99.13%	99.69%	99.67%	0.67%	▲	99.13%	99.69%	0.56%	0
Norte	99.00%	99.44%	99.67%	99.81%	99.74%	0.74%	▲	99.44%	99.81%	0.37%	0
Noreste	99.00%	99.12%	98.81%	99.47%	99.57%	0.57%	▲	98.81%	99.57%	0.77%	1
Peninsular	99.00%	99.52%	99.55%	99.61%	99.40%	0.40%	▲	99.40%	99.61%	0.21%	0
Central	99.00%	99.65%	99.56%	98.88%	99.77%	0.77%	▲	98.88%	99.77%	0.89%	1
Oriente	99.00%	99.53%	99.64%	99.72%	99.80%	0.80%	▲	99.53%	99.80%	0.26%	0
Sureste	98.50%	98.72%	99.56%	99.54%	99.44%	0.94%	▲	98.72%	99.56%	0.84%	0
Occidente	98.50%	99.40%	99.67%	99.73%	99.69%	1.19%	▲	99.40%	99.73%	0.33%	0

[1] Variación en puntos porcentuales de la disponibilidad promedio con relación al límite obligatorio.

Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

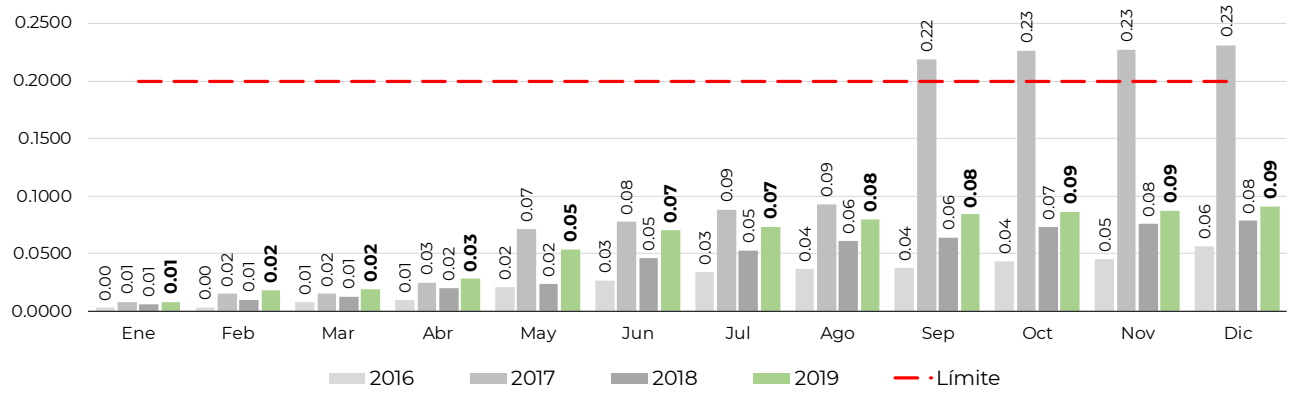
3.2 Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en la RNT (SAIFI)

Definido como el promedio de interrupciones por usuario ocurridas en la RNT, el SAIFI tiene como objetivo evaluar la continuidad de la RNT. Para determinarlo se consideran las interrupciones con duración mayor a cinco minutos experimentadas por el usuario final y el total de usuarios de la RNT. Considerando el origen de las interrupciones, se calculan dos índices: el SAIFI que evalúa las interrupciones ocurridas en la RNT atribuibles al operador y el SAIFI Total que adiciona las interrupciones atribuibles a casos fortuitos o fuerza mayor a las asociadas al operador. La evaluación de este índice es útil para la identificación de medidas preventivas para reducir las interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

Establecido con base en las Disposiciones de la RNT y de las RGD, el valor máximo permitido del SAIFI, correspondiente a las interrupciones atribuibles a la operación en el SEN, deberá ser menor a 0.20 interrupciones por usuario final de la RNT en promedio anual a nivel nacional. En el caso del SAIFI Total, resulta innecesaria una meta por la naturaleza u origen de las interrupciones que son atribuibles a casos fortuitos o fuerza mayor.

En la Figura 11 se observa el promedio acumulado del SAIFI atribuible a cuestiones operativas para el periodo 2016-2019. Como se observa, durante el año que se presenta, el índice se mantuvo por debajo de su límite establecido. Es importante mencionar que pese a mantenerse considerablemente por debajo del límite establecido, el SAIFI muestra un incremento en 2019 con respecto a lo reportado en 2018.

Figura 11. SAIFI atribuible a causas operativas en la RNT. Acumulado anual en base mensual, 2016-2019. (Promedio de interrupciones por usuario)

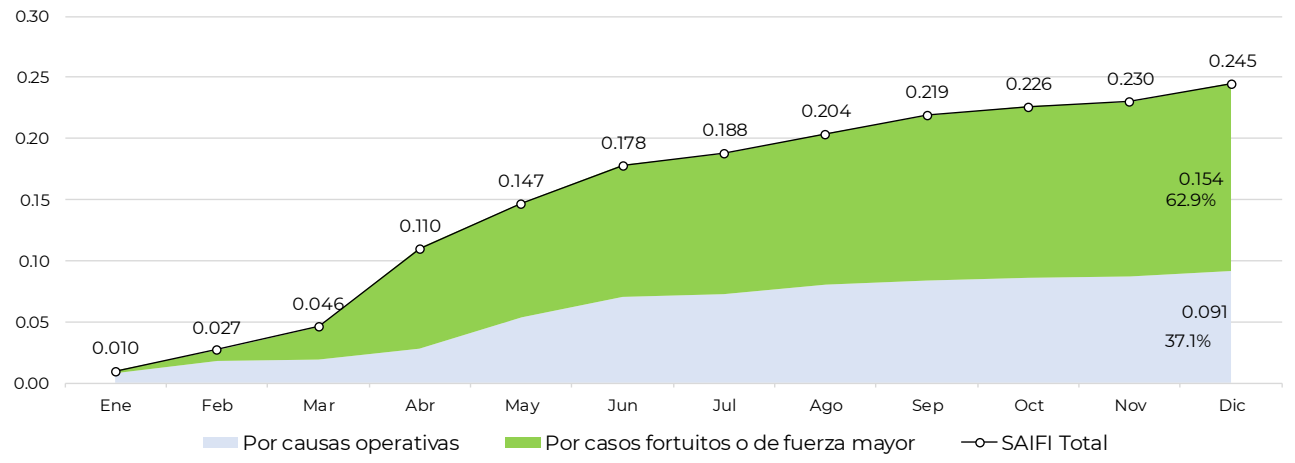


Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

De los 4 años evaluados, 2017 fue el que reportó valores fuera del límite, a partir de ese año, el índice se mantiene con valores aceptables. La variación porcentual del SAIFI atribuible a causas operativas de 2019 aumentó 15.2% con relación a 2018.

Al cierre de 2019, el SAIFI Total, resultado de las interrupciones por usuario atribuidas a causas operativas más las derivadas de eventos de fuerza mayor o casos fortuitos se reportó un incremento de 45.8% con relación a lo registrado al cierre de 2018. Este comportamiento tuvo como origen la saturación del enlace en la compuerta de entrada a la subestación ESA en la GRT Peninsular, en donde dos líneas (ESA-A3Q20-TIC y ESA-A3Q30-TIC) que comparten estructura de torres presentaron doble contingencia los días 5 y 22 de abril de 2019 donde se determinó que la causa de la salida de las líneas de transmisión fue un incendio debajo de las líneas debido a la quema de plantaciones de caña. La Figura 12 muestra la evolución del SAIFI Total en 2019 por componentes.

Figura 12. Composición del SAIFI Total de la RNT, 2019. (Interrupciones promedio por usuario)

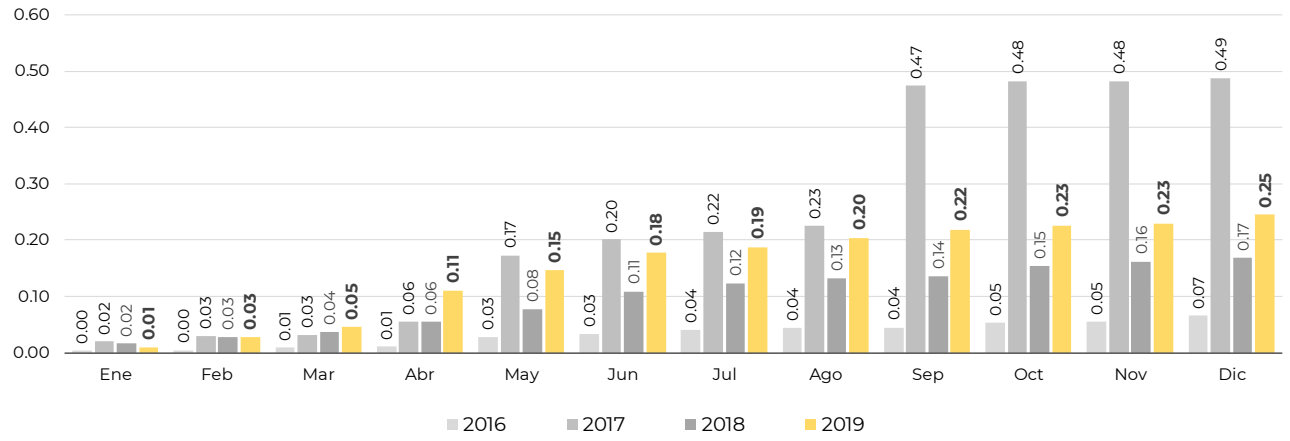


Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

Como se puede apreciar, la componente del SAIFI Total asociada a los casos fortuitos o de fuerza mayor representa más del 60% de las interrupciones por usuario ocurridas en 2019. Por ser valores acumulados, el gráfico presenta a partir de abril un incremento considerable en las interrupciones por los motivos antes expuestos. La comparación mensual de este índice en el periodo 2016-2019 puede observarse en la Figura 13.

Debido a su naturaleza, este índice no es contrastado con un límite o referencia, sin embargo, en el análisis histórico se puede observar que guarda una tendencia creciente, sin contar el incremento reportado en 2017 que sale de la tendencia del resto de años reportados.

Figura 13. SAIFI Total atribuible a causas operativas y casos fortuitos o de fuerza mayor en la RNT. Acumulado anual en base mensual, 2016 – 2019. (Interrupciones promedio por usuario)



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

El seguimiento a los casos fortuitos o de fuerza mayor deberá reforzarse para identificar posibles soluciones que puedan ser incluidas en la planeación dentro de los programas de ampliación y modernización correspondientes.

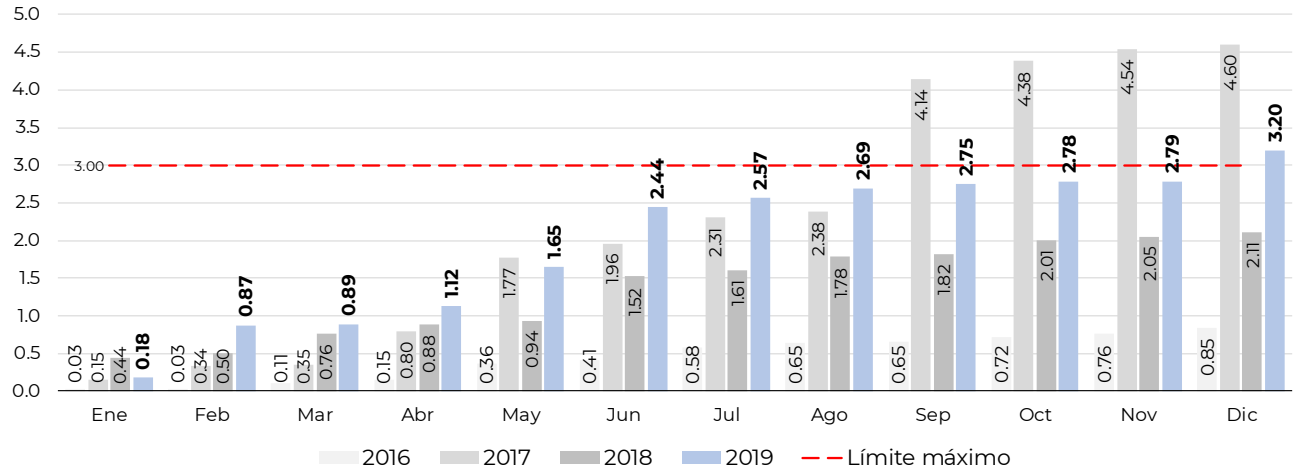
3.3 Índice de duración promedio de interrupciones en la RNT (SAIDI)

Definido como el tiempo promedio que un Usuario Final permanece sin servicio de energía eléctrica, durante un período de evaluación específico, el SAIDI tiene por objetivo, medir (en horas) el tiempo total de afectación que experimenta un usuario final, ya sea debido a causas operativas o a casos fortuitos o de fuerza mayor. Para este índice, se miden únicamente las interrupciones con duración mayor a cinco minutos.

El límite o valor máximo de SAIDI a nivel nacional, sin considerar las interrupciones por caso fortuito o fuerza mayor, deberá ser de 3 minutos en promedio al año. En el caso del SAIDI Total que contempla todas las interrupciones, incluidas las derivadas de casos fortuitos o de fuerza mayor, no se establece un límite máximo.

La Figura 14 indica el promedio acumulado mensual del SAIDI atribuible a causas operativas para el periodo 2016-2019. En el último año se observa que el comportamiento es desfavorable con respecto al límite establecido lo cual continua con la tendencia de incremento mostrada desde 2016, aun sin considerar los altos valores de 2017.

Figura 14. SAIDI Atribuible a causas operativas en la RNT. Acumulado anual en base mensual, 2016-2019. (duración promedio de las interrupciones por usuario en minutos)



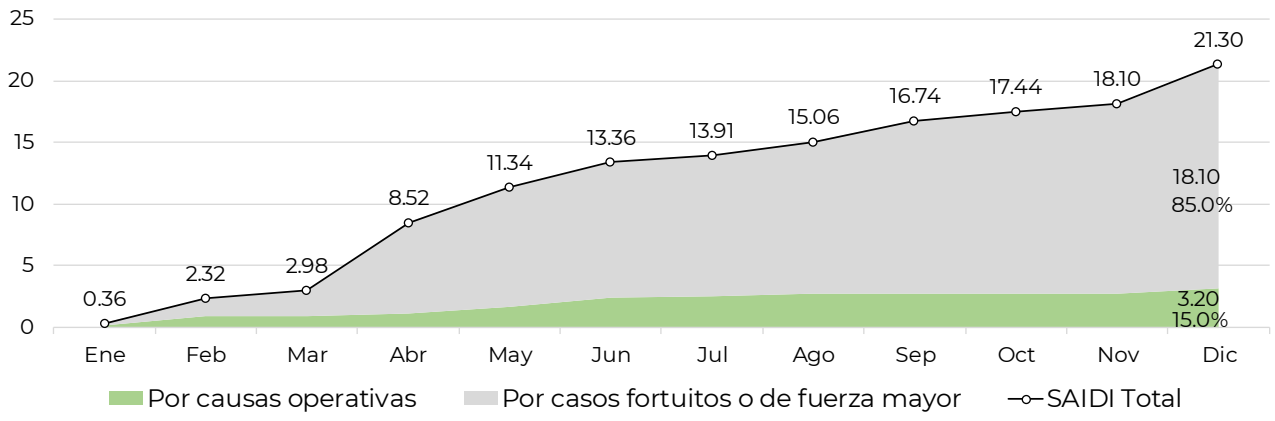
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

En el mes de diciembre de 2019 se rebasó el límite máximo establecido para el SAIDI atribuible a causas operativas, con un total acumulado anual de 3.20 minutos lo que representa un 6.6% por encima del límite y un 51.7% por arriba del valor registrado en 2018. A lo largo de 2019, los meses de febrero, abril, mayo, junio y diciembre registraron incrementos importantes en el tiempo de las interrupciones lo que fue determinante para pasar los 3 minutos por usuario en promedio anual.

En cuanto a la composición del SAIDI Total, la Figura 15 muestra la evolución de la duración de las interrupciones por usuario atribuidas a causas operativas que desde los meses de enero y febrero reporta tiempo de interrupciones, después entre abril y junio se incrementó de forma considerable el tiempo de las interrupciones manteniéndose posteriormente estable hasta el mes de diciembre donde se supera el límite máximo.

En el caso de la duración de las interrupciones atribuidas a casos fortuitos o de fuerza mayor, estas incrementan a partir de abril e incrementan gradualmente hasta noviembre; sin embargo, en diciembre se presenta un incremento que termina por colocar a 2019 como el segundo año con mayor duración de las interrupciones, sólo por debajo de 2017.

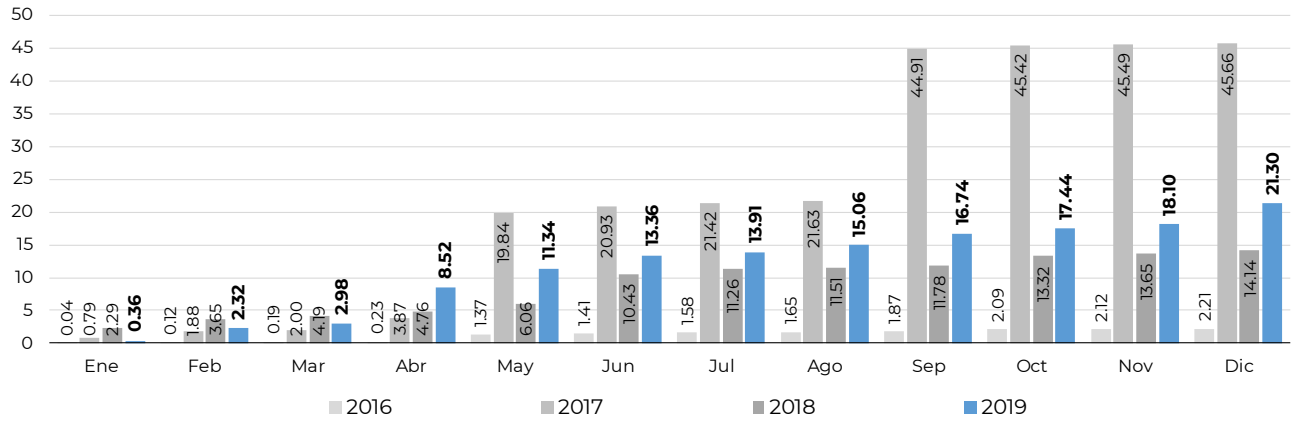
Figura 15. Composición del SAIDI Total de la RNT, 2019. [minutos promedio por usuario]



Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

En los últimos cuatro años, los valores de SAIDI Total muestran una tendencia de incremento considerando que, en 2017, las afectaciones resultado del sismo en el mes de septiembre resultaron en un incremento considerable de la duración de las interrupciones por usuario, por lo que se puede considerar un año atípico. En la Figura 16 se muestra la evaluación de este índice, para los años 2016, 2018 y 2019, donde se observa un incremento anual, tanto en la duración de las interrupciones atribuidas a causas operativas como las resultantes de los eventos fortuitos o de fuerza mayor. Deberá hacerse un análisis detallado de las causas de los disturbios para integrar a la planeación mecanismos que permitan una mejor respuesta a estos eventos y se reduzca el tiempo y se mitiguen los efectos de las interrupciones.

Figura 16. SAIDI Total atribuible a causas operativas y casos fortuitos o de fuerza mayor en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016-2019 [minutos promedio por usuario]



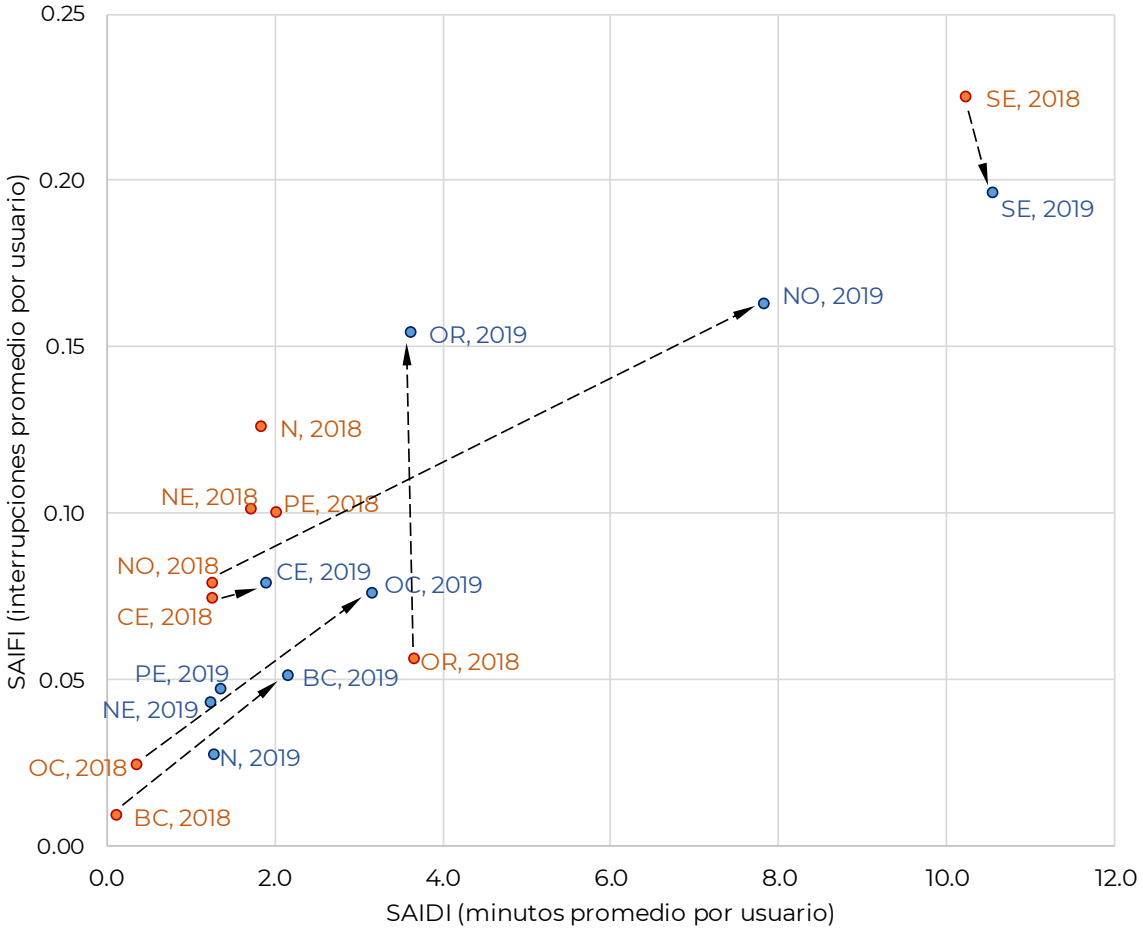
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

En contraste con el año anterior, 2019 cierra con un índice SAIDI Total de 21.3 minutos promedio por usuario que resulta 50.6% mayor que el registrado en 2018, lo que refleja el aumento en la cantidad de casos fortuitos o de fuerza mayor que han provocado interrupciones prolongadas en la RNT.

En un análisis conjunto, la Figura 17 muestra los indicadores SAIFI y SAIDI atribuibles a causas operativas, donde se puede observar su evolución por GRT para el último año. Las flechas mostradas indican por lo menos el incremento de uno de los parámetros medidos, así se observa que la GRT Sureste, que históricamente presenta los valores más altos, redujo la frecuencia de las interrupciones, pero éstas incrementaron su duración promedio por usuario.

Para la GRT Noroeste se destaca, por la degradación de sus índices, que ha incrementado considerablemente los promedios de frecuencia y duración de las interrupciones por usuario, debido a los eventos de congestión suscitados en 2019, siendo la GRT con la mayor variación. Asimismo, las GRT Occidental y Baja California, que usualmente presentan índices dentro de los límites establecidos, en 2019 incrementaron en los indicadores. En el caso de la GRT Oriental, esta presentó un incremento considerable en la frecuencia de las interrupciones por usuario, pero la duración total se redujo de forma mínima, mientras que en la GRT Central, se registró un incremento menor en la frecuencia y duración de las interrupciones.

Figura 17. Indicadores SAIFI y SAIDI por causas operativas por GRT, 2018 y 2019.



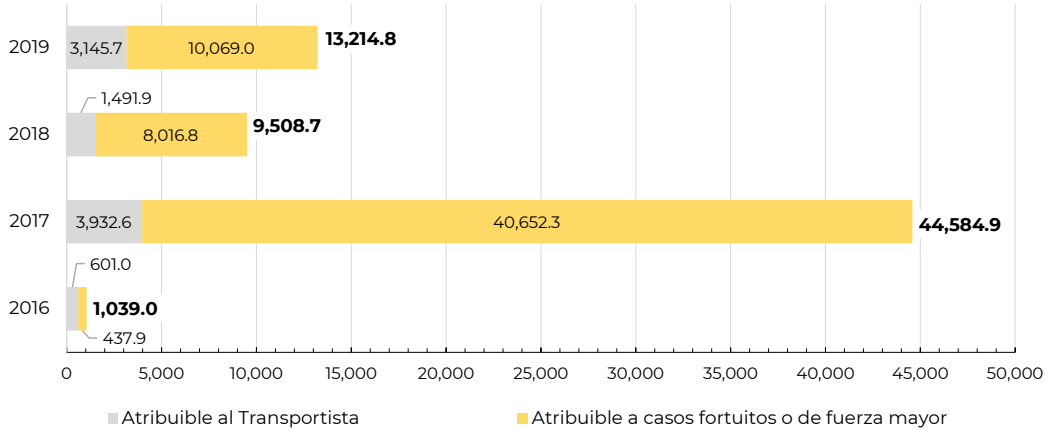
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

En el caso de las GRT Noreste, Norte y Peninsular, los índices reflejan reducciones tanto en la frecuencia como en la duración de las interrupciones reportando mejoras para el último año.

3.4 Energía no suministrada en la RNT (ENS)

Otro indicador que es evaluado para determinar el desempeño de la RNT es el de Energía no suministrada (ENS), a través del cual se mide la energía que se deja de suministrar a los usuarios finales debido a interrupciones mayores a cinco minutos en la RNT y cuyo objetivo es evaluar la continuidad del servicio para identificar medidas correctivas y/o preventivas que promuevan la reducción de las interrupciones. Este índice se evalúa para cada Gerencia Regional de Transmisión y considera interrupciones provocadas por caso fortuito o fuerza mayor o atribuibles a la operación de la RNT. La Figura 18 presenta la ENS total que se registró en la RNT en los últimos cuatro años. Se muestran sus componentes de causas operativas y por eventos de caso fortuito o de fuerza mayor, así como la suma total. El índice muestra un incremento considerable con respecto al año anterior en las dos categorías.

Figura 18. Componentes del indicador de ENS atribuibles a causas operativas y caso fortuito o de fuerza mayor en la RNT, 2016-2019. [MWh]



Nota: La longitud de las barras está en proporción con el eje logarítmico.
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

En el último año, la ENS asociada a causas operativas registró un incremento de 110.8% mientras que la ENS atribuible a casos fortuitos o de fuerza mayor aumentó 25.6% en el mismo periodo. Al igual que los indicadores de interrupciones, la ENS presenta una tendencia incremental que indica una disminución en la confiabilidad de la RNT[19].

En el análisis de los índices SAIFI Total en conjunto con la ENS Total de las GRT mostrado en la Figura 19, la Noreste fue la única que reportó una reducción en sus interrupciones con un decremento de ENS de 57.5% con relación a 2018, ya que el resto presentó aumentos en ambos parámetros, destacando la GRT Peninsular donde la cantidad de interrupciones se

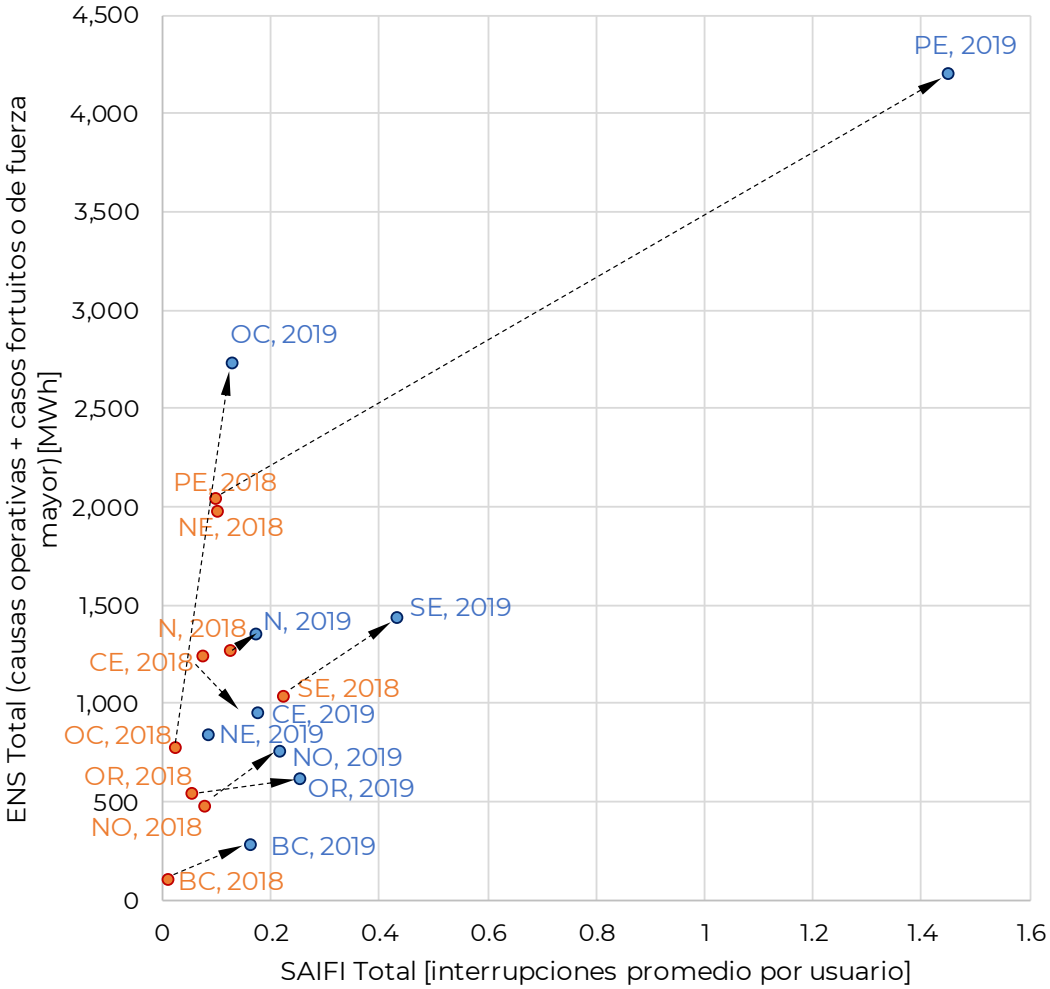
[19] Esto sin contar el año 2017, donde un solo evento disparó los indicadores

eleva de forma importante y con ello la ENS Total incrementó 105%, para la GRT Sureste se registró un incremento de 38.3% en la ENS resultado de un incremento de 92.9% del total de interrupciones.

En 2019 la GRT Occidental, presentó un aumento de la ENS Total mayor a 2.5 veces lo registrado en 2018 mientras que el SAIFI Total incrementó más de 4 veces. La GRT Occidental presentó cambios en los flujos de potencia de sus líneas estableciendo un puente hacia la GRT Central, este cambio provocó congestión en diferentes líneas que dieron como resultado incrementos en sus interrupciones, además de los diferentes fenómenos meteorológicos presentados en el año que entran en la categoría de fuerza mayor.

El resto de GRT reportó incrementos en ambos rubros, siendo los incrementos de ENS de la Noroeste de 57.9%, la Sureste de 38.3%, la Oriental de 13.7% y la Norte de 6.6%. En el caso de la GRT Central, esta presentó una disminución de ENS de 23.1%. En la Figura 19, se pueden observar los cambios antes mencionados indicados con flechas.

Figura 19. Indicadores SAIFI Total y ENS Total por GRT, 2018 y 2019.

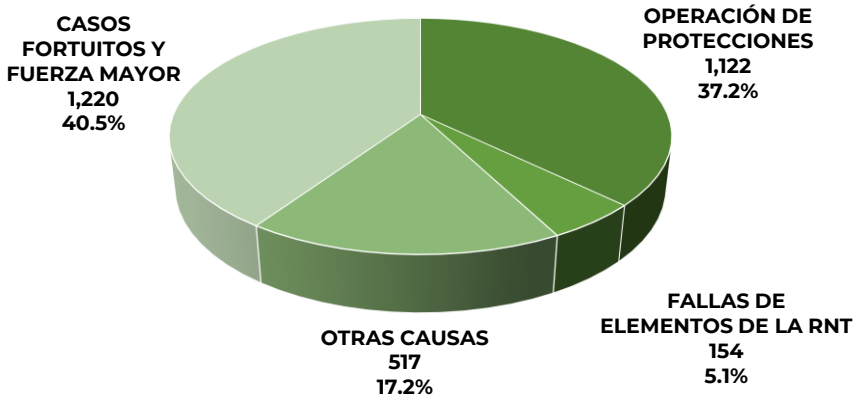


Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión.

En 2019, la operación de protecciones por baja tensión y por desviación de frecuencia fueron las causas principales de eventos de interrupción con afectación de carga. Estos representaron el 37.2% del total, sólo superados por las interrupciones derivadas de eventos de fuerza mayor o fortuitos con 40.5%, entre los cuáles se encuentran fenómenos de la naturaleza, incendios, entre otros.

En la figura 20, se muestra la distribución de las distintas causas de las interrupciones ocurridas en 2019, como se puede observar, las fallas reportadas en los elementos de la RNT representaron 5.1% del total de las interrupciones lo que representa una reducción de 83% con relación a lo reportado en 2018. Las interrupciones asociadas a los eventos fortuitos y casos de fuerza mayor representaron la mayor proporción con 40.5%, seguido por las interrupciones asociadas a la operación de protecciones con 37.2%, asimismo, se presentaron interrupciones con causas no documentadas de disparo de elementos y falla que representaron 17.2% del total. Por lo anterior, para una mejor identificación de causas raíz, el CENACE, CFE-T y CFE-D en conjunto con la Comisión trabajan en la elaboración de una metodología que permita al transportista identificar y clasificar de forma sencilla las causas raíz de las interrupciones que permitan la retroalimentación para la planeación y el desarrollo de la RNT.

Figura 20. Causas de las interrupciones con afectación de carga en la RNT en 2019.



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

3.5 Congestión en la RNT

Debido a su estructura física, al comportamiento de la demanda de las diferentes regiones y la disponibilidad de generación, los corredores de transmisión de la RNT se ven eventualmente sujetos a congestión. En el periodo comprendido entre enero y agosto de 2019, se presentaron diferentes circunstancias operativas que tuvieron como resultado que algunos corredores de transmisión alcanzaran su límite operativo.

Las causas principales y recurrentes se asocian a las altas demandas de verano, bajas demandas en los días de invierno, reducciones de demanda prolongadas posteriores a los períodos de máxima demanda vespertina y nocturna, indisponibilidad de generación por restricciones de gas natural, retraso de mantenimientos programados de generación y fallas forzadas, retraso de obras de transmisión y de nuevas centrales eléctricas. Con base en lo anterior, los principales corredores de transmisión que alcanzaron sus límites máximos operativos en la red de transmisión en 2019 fueron:

A. 2 LT de 230kV entre la GCR de Baja California y el WECC.

B. 2 LT de 230kV –Olas Altas – El Palmar y 1 LT de 115 kV El Triunfo – Santiago.

C. 2 LT de 400 kV, 2 LT de 230 kV y 1 LT de 115 kV de Guaymas a Obregón

D. 2 LT de 230 kV Nacozari – Nuevo Casas Grandes.

E. 2 LT de 230 kV Camargo – La Laguna más la LT de 400 kV El Encino – Río Escondido.

F. 1 LT de 400 kV y 1 LT de 230 kV entre Durango y Mazatlán.

G. 3 LT de 400 kV y 1 LT entre Reynosa y Monterrey

H. 2 LT de 400 kV de Ramos Arizpe – Primero de Mayo

I. 3 LT de 400 kV entre Donato Guerra – Almoloya/Nopala/Agustín Millán II.

J. 2 LT de 400 kV de Teotihuacán a Texcoco.

K. 2 LT de 400 kV de Ixtepec Potencia a Juile.

L. 2 LT de 400 kV Malpaso – Tabasco Potencia, Manuel Moreno Torres – Tabasco Potencia

M. 2 LT de 400 kV Tabasco Potencia – Escárcega y 2 LT de 230 kV de Santa Lucía a Escárcega Potencia.

N. Red de suministro a las zonas de Cancún y Riviera Maya.

En la Figura 21, se muestran cada uno de los corredores antes mencionados indicando el flujo máximo al que se vio sometido, el límite de transmisión y las horas de operación que reportó por arriba de este límite durante 2019. Dentro de estos corredores, resulta importante resaltar el nivel de congestión de los enlaces entre Guaymas y Obregón, así como el de Nacozari y Casas Grandes que en conjunto operaron 1,443 horas por encima del límite con flujos hacia la GRT Norte y hacia la parte sur de la GRT Noreste. En esta última,

durante la demanda máxima, se encontraba activo el Esquema de Acción Remedial en el corredor de transmisión de Mazatlán a Culiacán (2 LT – 400 kV y 2 LT – 230 kV) que transmitieron 1,270 MW. La entrada en operación de tres centrales de ciclo combinado en 2019, permitieron reducir la congestión de la red en el sentido de sur a norte en la GRT Noroeste.

En el caso del corredor entre Donato Guerra y Almoloya/Nopala/Agustín Millán II, en la GRT Central, la congestión se presentó durante 100 horas con un flujo de transmisión que superó el límite operativo en 16.6%. Lo anterior requirió el posicionamiento de unidades de generación para la aplicación del disparo automático de generación (DAG) de la zona de Lázaro Cárdenas, ante una eventual contingencia sencilla (N-1) de algún elemento.

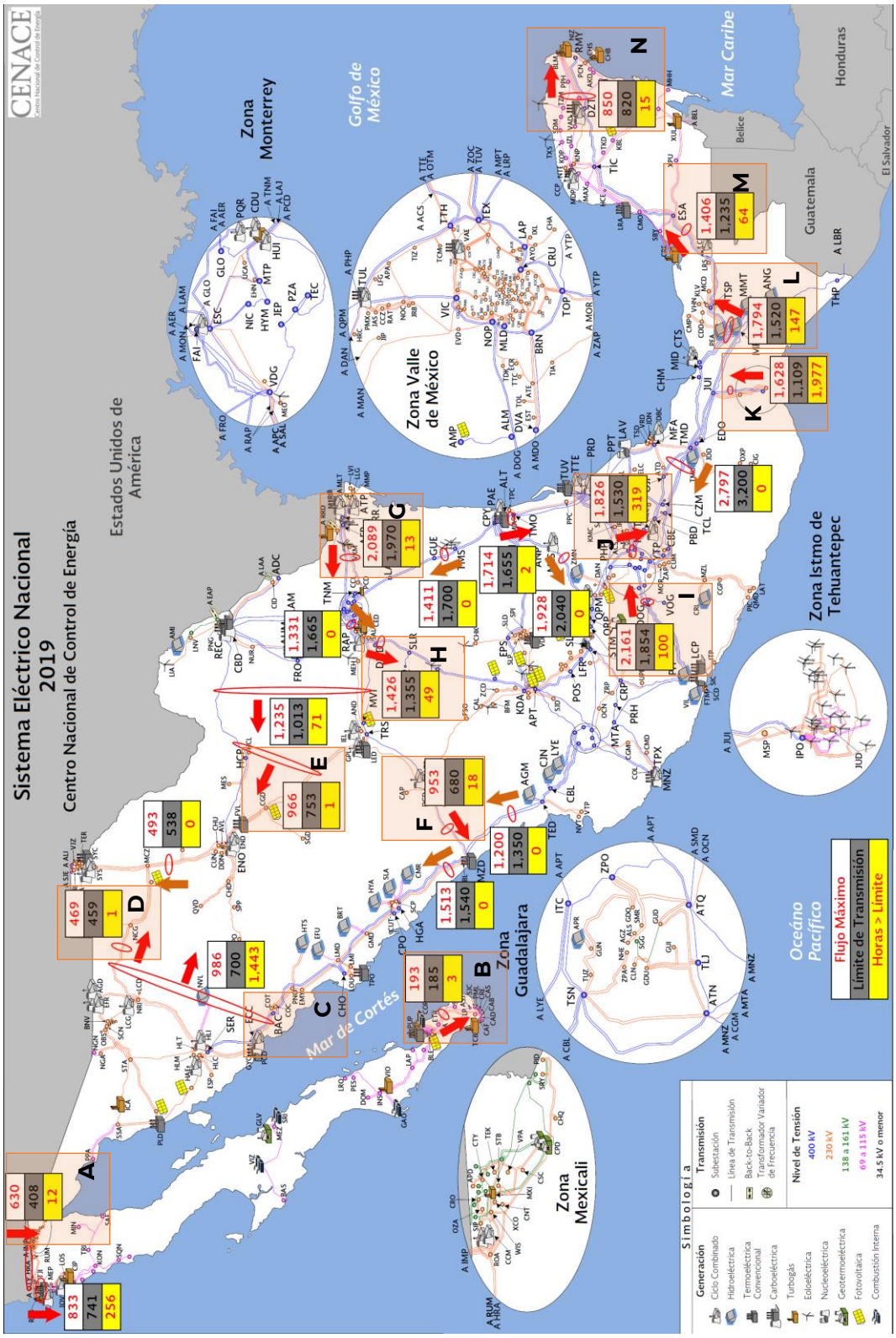
En la GRT Oriental, el corredor Ixtepec Potencia – Juile, registró 1,977 horas de operación por arriba del límite operativo, con un flujo de 46.8% superior a su límite operativo. Lo anterior derivó en la activación del EAR de DAG. La congestión ante una contingencia sencilla (N-1) en este corredor se presentó con un alto factor de planta de generación eólica (alta generación). Derivado de una revisión de la infraestructura de la red en este corredor el CENACE solicitó el cambio del límite operativo de 1,100 MVA a 1,500 MVA, mediante la sustitución de elementos y equipo eléctrico de serie de cada una de las LT de este corredor.

La escasez de gas natural para la Península de Yucatán reduce disponibilidad de generación eléctrica de la región e incrementa el uso de la red de transmisión, esto genera congestión entre la región del Grijalva y Tabasco, cuyo corredor está definido con un EAR de corte de carga que depende del perfil de carga de la Zona de Tabasco, esto produjo una operación de 147 horas por arriba del límite operativo durante 2019.

En la GRT Peninsular, el corredor comprendido por las líneas entre Tabasco y Escárcega (2 LT – 400 kV) y entre Escárcega y Santa Lucía (2 LT – 230 kV), operó 64 horas por arriba del límite operativo de transmisión, así como 2,060 horas con un EAR ante contingencia N-2. Adicionalmente hubo necesidad de sincronizar dos unidades turbogás, lo que evitó que el corredor alcanzara su límite operativo máximo. En el corredor Mérida-Valladolid a Cancún-Riviera Maya, se presentó una operación de 15 horas por encima de su límite de transmisión. Durante la demanda de verano, se despachó generación turbogás para mantener el flujo por debajo de ese límite.

La ejecución de proyectos de transmisión resulta primordial para mantener los niveles de confiabilidad del SEN y mejorar los indicadores en las diferentes GRT. Los niveles de congestión han incrementado en enlaces identificados y la evolución de la demanda de ciertas regiones en conjunto con la entrada en operación de unidades de centrales eléctricas, han generado cambios en los flujos de transmisión que provocaron congestión en otros corredores incrementando el riesgo de falla o interrupción del servicio.

Figura 21. Principales corredores de transmisión, límites operativos y nivel de congestión, 2019.



Fuente: Complementado por la CRE, con base en información del CENACE.

4 Desempeño de las RGD

El artículo 18 de las Disposiciones de la RNT y las RGD, al que se hizo referencia en la sección anterior, también incluye los índices de desempeño que deberán ser observados y reportados por los Distribuidores, para asegurar la disponibilidad, continuidad y calidad de los elementos y la operación de las RGD.

A continuación, se presentan los valores de cada indicador, reportados por la CFE Distribución, sobre el desempeño de las RGD en el año 2019 y su evolución desde 2016.

4.1. Índice de duración promedio de interrupciones en Distribución (SAIDI)
4.2. Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en Distribución (SAIFI)
4.3. Índice de duración promedio de interrupciones por usuario en Distribución (CAIDI)
4.4. Compensación de potencia reactiva

4.1 Índice de duración promedio de interrupciones de Distribución (SAIDI)

La evaluación del SAIDI en las RGD, se realiza contabilizando las interrupciones que superan los cinco minutos de duración. Con el propósito de identificar el origen y la presencia de las causas de estos eventos, así como para realizar una evaluación objetiva, es necesario clasificar este índice de la siguiente forma:

- El primero de ellos considera las causas de interrupción atribuibles al Distribuidor (proceso de operación y mantenimiento). De conformidad con las Disposiciones de la RNT y las RGD, el SAIDI, debe ser menor a 50 minutos por año a nivel nacional.
- El segundo de ellos considera las causas de interrupción atribuibles al Distribuidor y adicionalmente las ocasionadas por casos fortuitos o de fuerza mayor. De conformidad con las Disposiciones de la RNT y las RGD, el SAIDI en este caso, no deberá exceder los 108 minutos en promedio anual a nivel nacional y deberá incluir todas las empresas distribuidoras a nivel nacional.

En la Tabla 16, se muestra la evolución del SAIDI promedio acumulado de las Divisiones de Distribución para el periodo 2016-2019, donde se puede observar la mejoría del indicador en casi todas las divisiones de distribución, con excepción de Baja California.

Tabla 16. SAIDI por División de Distribución de las RGD, 2016-2019. [minutos]

División de Distribución	2016	2017	2018	2019	Tendencia	VARIACIÓN 18-19 [1]
Baja California	23.43	20.82	20.58	21.41		0.83
Noroeste	39.40	36.59	34.46	29.86		-4.6
Norte	22.44	20.74	19.22	18.67		-0.55
Golfo Norte	30.88	25.01	22.07	19.77		-2.3
Golfo Centro	41.77	38.64	40.50	35.47		-5.03
Bajío	24.63	23.69	22.48	21.44		-1.04
Jalisco	26.84	24.41	23.73	22.44		-1.29
Centro Occidente	21.58	19.14	18.94	18.31		-0.63
Centro Sur	27.31	26.73	25.77	24.75		-1.02
Centro Oriente	18.69	17.63	17.60	17.12		-0.48
Oriente	26.64	22.35	26.62	22.17		-4.45
Sureste	51.35	72.15	55.03	53.41		-1.62
Peninsular	19.12	18.38	19.24	17.24		-2
Valle de México Norte	30.54	27.67	26.11	25.47		-0.64
Valle de México Centro	28.19	22.53	20.82	18.37		-2.45
Valle de México Sur	45.19	38.09	31.83	27.79		-4.04

[1] Para éste indicador una disminución del valor representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.

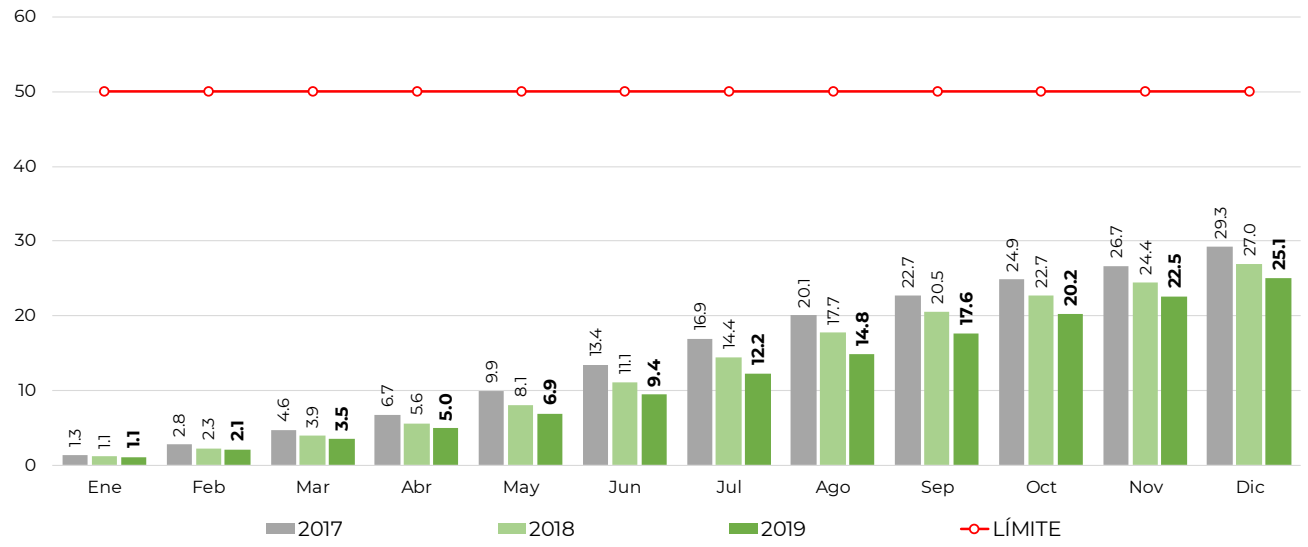
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

Las mejoras en el indicador se presentaron en mayor grado en las Divisiones de Distribución Golfo Norte, Valle de México Centro, Valle de México Sur, Oriente, Noroeste y Golfo Centro,

siendo esta última la de mayor mejoría, sin embargo, la División con mejor SAIDI en 2019 fue la Centro Oriente. En la División de Distribución Sureste, históricamente se han presentado los valores más altos del índice, esto asociado a su extensión territorial y la infraestructura de la que dispone en zonas que abarcan los estados de Guerrero, Oaxaca, Chiapas y Tabasco, siendo las zonas del Istmo de Tehuantepec y Tabasco las que cuentan con corredores en congestión en condiciones de demanda máxima de verano y a su vez las que presentan mayor número de fenómenos meteorológicos.

Por su parte, la Figura 22 muestra el valor del acumulado anual del SAIDI en base mensual derivado de causas operativas en las RGD que presentó una mejora entre 2017 y 2019. Usualmente a partir de los meses de mayo y junio, se incrementa el índice que responde al incremento de la demanda de verano y los eventos meteorológicos asociados que generan disturbios en las redes con causas muy diversas.

Figura 22. Acumulado anual de SAIDI en las RGD en base mensual, 2017 – 2019. [minutos]



Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE.

La extensión y desarrollo de las RGD las hace susceptibles a diferentes eventos desde operativos y de mantenimiento hasta de fuerza mayor y fortuitos, si bien no todos culminan en una interrupción, representan una cantidad mucho mayor que los suscitados en la RNT.

4.2 Índice de frecuencia promedio de interrupciones en Distribución (SAIFI)

El índice SAIFI, representa la cantidad de interrupciones promedio que un usuario final experimenta en un periodo determinado derivado de fallas o libranzas en las RGD. El objetivo del índice es evaluar la eficacia en la operación y mantenimiento de las RGD. El SAIFI se evalúa considerando interrupciones superiores a cinco minutos por causas atribuibles al proceso de operación y mantenimiento de las RGD. En la Tabla 17 se indica el SAIFI promedio anual correspondiente a cada División de Distribución, considerando las causas atribuibles a la operación y mantenimiento de las RGD, para el periodo 2016-2019.

Para este caso el SAIFI no debe ser mayor a 0.94 interrupciones promedio anual por usuario final a nivel nacional, por otra parte, si se consideran las causas atribuibles a casos fortuito o de fuerza mayor, no deberá exceder de 1.52 interrupciones promedio anual por usuario final, la tabla muestra la variación SAIFI con respecto del año anterior.

Tabla 17. SAIFI por División de Distribución de las RGD, 2016-2019. [eventos por usuario]

División de Distribución	2016	2017	2018	2019	Tendencia	VARIACIÓN 18-19[1]
Baja California	0.62	0.57	0.54	0.57		0.03
Noroeste	1.09	0.91	0.87	0.62		-0.25
Norte	0.73	0.58	0.48	0.43		-0.05
Golfo Norte	0.62	0.47	0.42	0.38		-0.04
Golfo Centro	0.63	0.39	0.35	0.38		0.03
Bajío	0.41	0.39	0.35	0.35		0
Jalisco	0.52	0.48	0.46	0.46		0
Centro Occidente	0.47	0.40	0.38	0.35		-0.03
Centro Sur	1.07	0.70	0.53	0.58		0.05
Centro Oriente	0.38	0.34	0.30	0.27		-0.03
Oriente	0.54	0.38	0.31	0.33		0.02
Sureste	1.07	0.90	0.61	0.64		0.03
Peninsular	0.60	0.53	0.51	0.45		-0.06
Valle de México Norte	0.85	0.72	0.72	0.65		-0.07
Valle de México Centro	0.90	0.71	0.66	0.55		-0.11
Valle de México Sur	0.99	0.86	0.74	0.70		-0.04

[1] Para éste indicador una disminución del valor representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.

Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

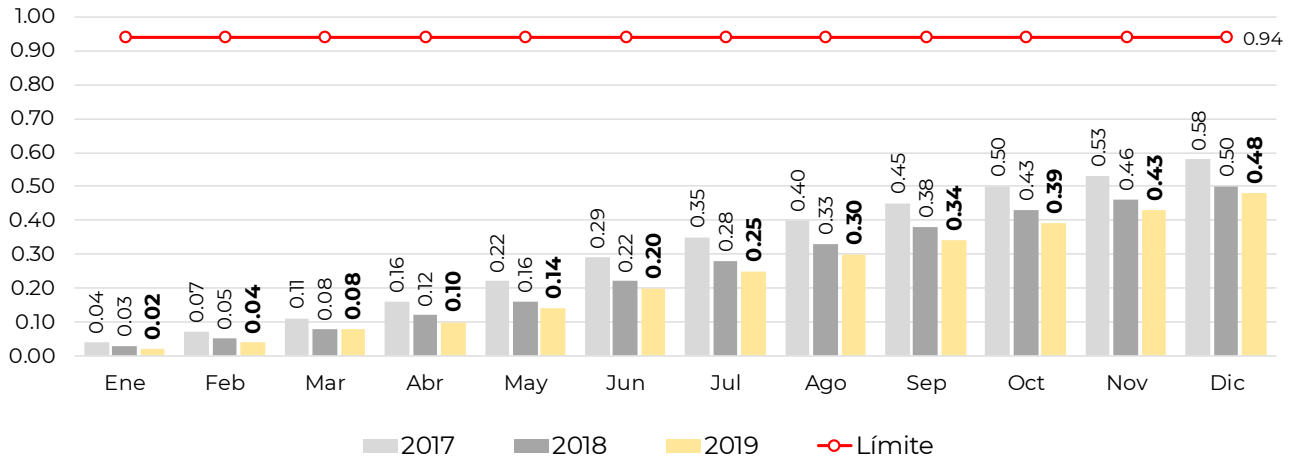
De manera general, el SAIFI en todas las Divisiones de Distribución se mantiene en valores aceptables, y presentan una tendencia de reducción en los últimos 4 años, lo que representa una mejora del índice. Sin embargo, las Divisiones de Baja California, Golfo Centro, Centro Sur, Oriente y Sureste, registraron incrementos en 2019 indicando un aumento de eventos por usuario.

La División Centro Oriente, mantiene históricamente el mejor valor de SAIFI, mientras que la División Valle de México Sur registró el valor más alto en 2019, superando así a la División Noroeste como la de mayor SAIFI en el período 2016-2018, esta última presenta una notable mejora en el período analizado pasando de 1.09, el valor más alto de todas las divisiones, a un valor de 0.62, registrando en el último año la mayor reducción de todas las Divisiones de Distribución.

Por su parte, la División Valle de México Sur presenta un proceso de mejora de este índice desde 2016. En el caso de las Divisiones Bajío y Jalisco reportan dos años consecutivos de mantener su índice. De igual manera, las Divisiones Valle de México Centro y Valle de México Norte, las que han logrado reducir la frecuencia de interrupciones a los usuarios siendo la segunda y tercera Divisiones en proporción a la reducción de sus índices en 2019, respectivamente.

En el caso del SAIFI a nivel nacional para 2019, mostrado como acumulado anual con base mensual registró el valor menor de los últimos tres años reportados ubicándose debajo de 0.5. Esto representó una disminución de 4.2% con relación a lo registrado en 2018 logrando 3 años consecutivos de reducción lo que indica una disminución de eventos de afectación a usuarios como se puede observar en la Figura 23.

Figura 23. SAIFI nacional de las RGD, acumulado anual en base mensual, 2017 – 2019.



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

El índice SAIFI mostrado, evidencia los efectos de la demanda de verano, incrementando en mayor medida a partir de los meses de mayo y junio, para reducir la frecuencia de interrupciones hacia el cierre del año.

4.3 Índice de duración promedio de interrupciones por usuario en Distribución (CAIDI)

El CAIDI es el índice de duración promedio de interrupciones a los usuarios finales, ante falla de un elemento de las RGD. Para evaluar el índice, se consideran las interrupciones superiores a cinco minutos. El CAIDI para las causas atribuibles a la operación o mantenimiento, debe ser menor a 53 minutos anuales a nivel nacional, mientras que para causas asociadas a la operación y mantenimiento más las causas de caso fortuito o de fuerza mayor, tiene un valor de referencia de 70.93 minutos en promedio al año, de conformidad con las Disposiciones de la RNT y de las RGD.

La Tabla 18 muestra la evolución del CAIDI total por División de Distribución en los últimos cuatro años con la variación registrada el último año. La tendencia que presenta este indicador es en general creciente, con excepción de la División Valle de México Sur que

presentan una disminución en los cuatro años registrados. En esta figura se puede apreciar que, con base en el valor histórico más bajo del índice CAIDI por División de Distribución, en el último registro 14 de las 16 Divisiones reportan un valor por arriba de su mínimo histórico, lo que representa el incremento en la duración de las interrupciones en las RGD.

Las Divisiones de Distribución Golfo Centro y Sureste registraron los valores más altos de CAIDI en 2019, situación que se ha presentado desde 2017. Para la primera, que presenta el histórico más alto de todas las divisiones, el último año reportó la mayor mejora de su indicador en términos relativos, aun cuando registró el valor absoluto más alto. Para la segunda, que también reportó una mejora relativa en su índice CAIDI, su valor absoluto aún se encuentra por arriba del promedio de las Divisiones de Distribución.

Tabla 18. CAIDI Acumulado por División de Distribución de las RGD, 2016-2019. [minutos por usuario]

División de Distribución	2016	2017	2018	2019	Tendencia	VARIACIÓN 18-19 [1]
Baja California	37.63	36.71	38.24	37.36		-0.88
Noroeste	36.16	40.2	39.73	48.59		8.86
Norte	30.61	35.69	39.73	43.38		3.65
Golfo Norte	49.54	53.74	52.64	51.5		-1.14
Golfo Centro	66.72	100.04	116.3	92.51		-23.79
Bajío	60.40	60.7	64.42	61.23		-3.19
Jalisco	51.42	50.74	51.16	48.45		-2.71
Centro Occidente	46.38	48.07	49.39	52.89		3.5
Centro Sur	25.54	38.08	48.33	42.52		-5.81
Centro Oriente	49.81	52.43	59.36	63.47		4.11
Oriente	48.97	59.06	84.97	66.99		-17.98
Sureste	47.94	80.54	90.06	83.82		-6.24
Peninsular	31.94	35.03	38.1	38.44		0.34
Valle de México Norte	36.04	38.19	36.54	39.48		2.94
Valle de México Centro	31.27	31.56	31.77	33.65		1.88
Valle de México Sur	45.78	44.38	42.78	39.73		-3.05

[1] Para éste indicador una disminución del valor representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.

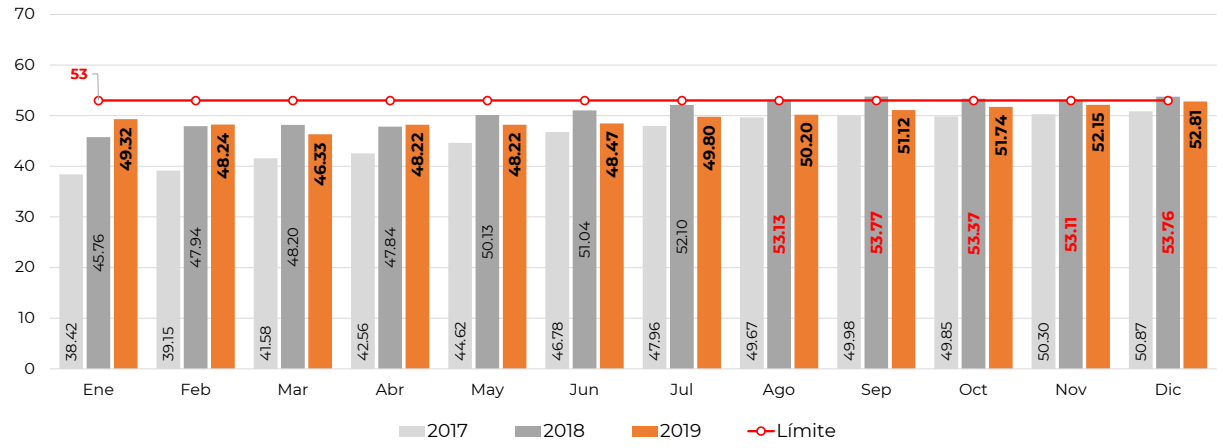
Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución

El menor valor de CAIDI por División de Distribución registrado en el periodo 2016-2019 refiere a la División Norte con un valor de 30.61 minutos en 2016. Para 2019, la División Valle de México Centro registró el menor valor con 33.65 minutos. En general, las RGD han presentado un incremento en la duración de sus interrupciones, manteniéndose dentro del límite establecido, con excepción de la División Golfo Centro.

Con base en lo reportado en las Divisiones de Distribución, el CAIDI nacional reportado mensualmente de forma acumulada, cerró 2019 con un valor de 52.81 minutos, que está prácticamente en el límite establecido de 53 minutos. A diferencia de años anteriores, el índice de 2019 inició el año con un valor elevado por mes, manteniéndose contenido en los meses subsecuentes y reportando una disminución en diciembre respecto del año anterior. La figura 24 muestra la evolución mensual del CAIDI nacional acumulado para el periodo 2017-2019.

Se puede observar como en los últimos meses de 2018, se superó el límite permisible, mientras que en 2019 se pudo mantener el índice en un valor aceptable. En términos generales el índice CAIDI nacional presentó un detrimento en el primer trimestre de 2019, y posteriormente pudo mantenerse dentro del límite aceptable, sin embargo, permanece la tendencia de valores altos para este indicador muy cerca del límite. Aunque reporta mejoras con relación al año anterior, los resultados indican que se encuentra por arriba de lo registrado en 2017.

Figura 24. CAIDI nacional de las RGD, acumulado mensual, 2017-2019. [minutos por usuario]



Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

4.4 Compensación de potencia reactiva

Con la finalidad de optimizar la utilización de las RGD, el Distribuidor debe vigilar y controlar el flujo de potencia reactiva que circula en la red. Para lograr lo anterior, el Distribuidor está obligado a monitorear el cumplimiento del factor de potencia de los circuitos que componen las RGD, considerando en cumplimiento cuando el promedio de los registros obtenidos evaluados con base mensual y en un intervalo de medición de 10 minutos, es mayor o igual a un factor de potencia de 0.95. El criterio mencionado se debe cumplir en al menos el 80% de los circuitos de las RGD que cuenten con medidor digital.

En 2016, 6 de las 16 divisiones de distribución reportaron un bajo cumplimiento del factor de potencia; para 2017 este indicador mejoró ya que solo 3 divisiones presentaron un valor de cumplimiento inferior al mínimo establecido. Para 2018, sólo 2 de las divisiones se encontraron por debajo del límite de 80% y en 2019 sólo ha quedado la División Bajío con un valor reportado de 76.9%. Esto habla del trabajo que se ha realizado sobre los circuitos

de las RGD en el periodo 2016-2019 y se espera que dentro de los proyectos indicados en el PAMRGD se muestren acciones en favor de corregir esa situación, se espera que la inversión en confiabilidad de la División de Distribución Bajío represente los esfuerzos por corregir la problemática existente. La Tabla 19 muestra la evolución del cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de las RGD en los últimos cuatro años reportados.

La división que mayor cumplimiento reportó en 2019 fue la Centro Sur con 93.1%, seguida de la división Valle de México Sur con 92.0% y de la Centro Occidente con 91.8%. Cabe señalar que, en el caso de la Valle de México Sur se presentó una disminución, quedando 1.88 puntos porcentuales por debajo de lo reportado en 2018. Las divisiones ubicadas entre 85% y 90% de cumplimiento en 2019 fueron Noroeste, Jalisco, Oriente y Valle de México Norte, asimismo, las divisiones entre 80% y 85% fueron Norte, Golfo Norte, Golfo Centro, Centro Oriente, Sureste, Peninsular y Valle de México Centro.

En el caso de la División Baja California, se ha presentado una disminución en el cumplimiento al pasar de 89.0% en 2016 a 87.2% en 2019; de igual forma la división Sureste que reportó en 2016 un 88.0% de cumplimiento redujo su indicador hasta 84.9%. Por el contrario, la división Centro Occidente, que al inicio del periodo de análisis reportó un valor de 72.0%, para 2019 registró un cumplimiento de 91.8% siendo el segundo más alto en ese año.

Tabla 19. Cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de RGD por División de Distribución, 2016-2019 [porcentaje de circuitos]

División de distribución	2016	2017	2018	2019	Tendencia	Variación 18-19 [1]
Baja California	89.0	88.6	88.7	87.2		-1.5
Noroeste	83.0	86.1	81.9	85.8		3.91
Norte	64.0	74.1	83.3	82.1		-1.19
Golfo Norte	82.0	82.9	83.4	82.9		-0.47
Golfo Centro	75.0	82.5	82.9	83.6		0.76
Bajío	63.0	76.9	74.5	76.9		2.36
Jalisco	88.0	88.3	87.4	87.7		0.32
Centro Occidente	72.0	85.6	89.9	91.8		1.86
Centro Sur	85.0	89.1	91.8	93.1		1.35
Centro Oriente	85.0	89.2	90.7	84.8		-5.86
Oriente	74.0	82.8	88.0	86.7		-1.25
Sureste	88.0	87.7	86.2	84.9		-1.31
Peninsular	79.0	83.1	84.4	84.5		0.16
Valle de México Norte	86.0	87.4	87.3	88.1		0.81
Valle de México Centro	86.0	79.2	78.4	84.9		6.51
Valle de México Sur	91.0	92.9	93.9	92.0		-1.88

[1] Para éste indicador un incremento del valor representa una mejora, esperando se ubique por arriba de 80.0.

Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Distribución.

De manera general, los circuitos de las RGD de las diferentes divisiones presentan resultados positivos al reducir la cantidad de divisiones que se reportaron por debajo del nivel mínimo de cumplimiento del factor de potencia de acuerdo con los criterios establecidos en la regulación. Los programas de ampliación y modernización deben reflejar montos de inversión en confiabilidad que atiendan la mejora de estos indicadores.

5 Conclusiones

El análisis realizado en este reporte, presenta de manera estructurada información sobre el SEN incluyendo sus componentes básicos (UCE, RNT y RGD), asimismo analiza las etapas necesarias para el suministro eléctrico correspondientes a la generación, transmisión, distribución, de tal manera que ofrece un panorama integral para la identificación de las problemáticas y retos que enfrenta el sector eléctrico en nuestro país y cuyas causas tienen origen diverso en la infraestructura, operación, suministro de combustibles, altos índices de indisponibilidad de UCE, la entrada en operación de UCE, entre otros.

En 2019, el SEN operó, de manera general, conforme a los parámetros, metas y límites establecidos en el Código de Red y las Disposiciones de la RNT y las RGD vigentes. Sin menoscabo de lo anterior, se identificaron aspectos que deben mejorar y que serán objeto de seguimiento para análisis posteriores. A continuación, se presentan las conclusiones derivadas del análisis de la información y resultados de la operación del SEN.

Seguridad del suministro

Congestión de transmisión

Los corredores de transmisión que presentaron el mayor nivel de congestión fueron el de 400 kV de Ixtepec Potencia a Juile que operó 1,977 horas por arriba de su límite de transmisión, el de Guaymas a Obregón (230 y 115 kV) con 1,443 horas sobre el límite, el de 400 kV de Teotihuacán a Texcoco con 319 horas y el de 400 kV Malpaso – Tabasco Potencia, Manuel Moreno Torres – Tabasco Potencia que operó 147 horas superando su límite.

Comparado con el año anterior, los principales corredores de transmisión operaron durante más tiempo sobre los límites operativos establecidos.

La evaluación que realiza la Comisión sobre los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD, da cuenta de las necesidades de infraestructura imperantes, indica el riesgo que se presenta de continuar postergando proyectos de ampliación y modernización de la RNT que puede identificarse mediante la lectura de sus índices reportados en este documento, los cuáles presentan degradaciones importantes en zonas específicas del SEN.

Disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica

En 2019, *la disponibilidad de UCE se vio afectada en gran medida por las salidas forzadas y la falta de gas natural*, con lo cual se presentó la cantidad de UCE indisponibles más alta de los últimos tres años. Sólo en centrales de ciclo combinado, durante la ocurrencia de demanda máxima en el SIN, se presentó una indisponibilidad de 25% en promedio. Factores derivados de la falta de mantenimiento han incrementado las fallas, sacando de operación las unidades de centrales que se encuentran al final de su vida útil. De acuerdo con la información del MIM, en 2019 se presentaron 768 salidas de UCE las cuales sumaron 91.4 TWh de energía no disponible que representa un 28.5% del valor de energía inyectada del

SEN en este año. De esa energía no disponible, 29.3% estuvo asociada a mantenimientos, mientras que 27.9% de esta se debió a fallas de las propias UCE.

Margen de Reserva Operativo

El MRO a nivel SIN se mantuvo dentro del requerimiento establecido en el Código de Red durante el año evaluado; sin embargo, en las GCR se presentaron retos importantes para el suministro continuo de energía eléctrica a los usuarios finales. Partiendo de que la RO mínima por fines de Confiabilidad es del 6% y el MRO de 95%, en 2019 este sistema se mantuvo por arriba de ese valor, reportando en junio, julio y noviembre los valores más bajos de MRO arriba de 99%, esto fue resultado del incremento de capacidad de generación neta.

En el Sistema de Baja California, el margen de reserva estuvo por debajo del 5% durante 78 horas en 2019 y el 6 de septiembre presentó un margen de 0.5%, esto como resultado de indisponibilidades de las UCE por salidas forzadas, fallas y falta de gas. Lo anterior tuvo como resultado la relajación de reservas durante 27 horas, con lo que se concluye que este sistema cuenta con capacidad insuficiente para atender los estándares de confiabilidad razón por la cual se tuvo que recurrir a la contratación de potencia entre los meses de mayo a septiembre solventando a través de las importaciones.

Para el caso del Sistema de Baja California Sur, se contó con capacidad insuficiente para suministrar la demanda y mantener el requerimiento mínimo de reservas.

En el mes de agosto, llegó a presentar 0% de margen de reserva. Lo anterior derivado de una alta indisponibilidad de hasta 29.5% en las UCE de combustión interna por fallas asociadas al retraso en el mantenimiento, además de falta de combustible. Todo esto resultó en 13 cortes de carga presentados en los meses de junio y agosto, así como la relajación de las reservas durante 1,849 horas.

Disturbios

Para el periodo presentado en este documento *la tasa media de crecimiento de los disturbios en el SEN fue de 18.4%*, que comparada con la reportada el año pasado para el periodo 2016-2018, que nos indica que hubo una disminución de 15.5% en la incidencia de estos eventos, lo que reduce el riesgo de falla. El 90% de los disturbios en el SEN estuvieron asociados al disparo de protecciones, fallas en los elementos de la RNT, fallas por falta de mantenimiento y falta de reserva operativa.

Calidad de la energía

De manera general, el SEN presentó las variables eléctricas de tensión y frecuencia dentro de la banda de Calidad establecida en el Código de Red la mayor parte del tiempo de operación. Sin menoscabo de lo anterior, *se observaron condiciones de desviación en la tensión en las GCR Oriental, Noroeste, Occidental, Noreste y Norte, que pudieran requerir un análisis sobre los actuales recursos de compensación reactiva en dichas regiones*.

Por otro lado, la calidad de la frecuencia en el SEN se mantuvo dentro de la banda definida en el Código de Red prácticamente todo el tiempo, sin embargo, *en las GCR Baja California Sur y Mulegé, se presentaron eventos de desviación de la frecuencia que afectaron el*

suministro de energía eléctrica, resultando estos importantes en Mulegé por la magnitud de la desviación, pero de bajo impacto en el suministro por el tamaño del sistema. Se continua con el monitoreo de estos sistemas analizando las condiciones que provocaron las desviaciones en la frecuencia que, en este caso, obedecen en su mayoría a las indisponibilidades y salidas de las UCE.

Continuidad en el servicio

Los índices de desempeño asociados a las interrupciones se vieron afectados en 2019 por factores asociados a la disponibilidad de generación y fallas tanto de las UCE como de los elementos de la RNT, de esta forma se presenta un detrimento de los índices en el último año en la mayoría de las regiones. El índice de disponibilidad presentó mejoras en las GRT Peninsular, Noreste y Norte, en las demás se presentó un deterioro, especialmente en la GRT Noroeste y Occidente. Los incrementos de SAIDI y SAIFI, en general se interpretan como un aumento en el tiempo en el que los usuarios finales permanecieron sin servicio de suministro de energía y en el promedio de interrupciones de dicho servicio, que se resumen como un detrimento de la continuidad.

En las RGD, se cumplieron las metas de los índices de desempeño SAIDI y SAIFI, que registraron mejoras en la mayoría de las Divisiones de Distribución. Cabe destacar que, para el CAIDI, se experimentó una mejoría con respecto al año anterior. Para 2019, el SEN registró retrocesos en algunos parámetros de confiabilidad que históricamente han reportado valores aceptables. Se puede ver un avance en los rubros que en 2018 presentaron bajo desempeño, pero por otra parte se presentaron factores que provocaron fallas con incidencia en los fundamentales de la operación, incrementando las indisponibilidades de generación y afectaciones al suministro.

La creación de mecanismos regulatorios para mejorar los índices de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; requiere de un esfuerzo conjunto de los integrantes de la industria eléctrica y las instituciones encargadas de la vigilancia y monitoreo de la industria eléctrica del SEN y del MEM para detectar los problemas y diseñar las soluciones que se adapten a las particularidades del sistema.

6 Anexos

Tabla 20. Anexo 1. Resumen de índices de desempeño en el SEN.

Aplicación	Margen de Reserva Operativa [%]								Índice de Calidad de Frecuencia [%]			Índice de Calidad de Voltaje [horas por mes] x 10^{-3}												Disturbios [No. Eventos]	Estados Operativos [No. Estados]				Índice de disponibilidad (161, 230 y 400 kV) [%]								
	CENACE								CENACE			CENACE												CENACE	CENACE				Transmisión								
Nivel	Sistema								Sistema			SEN y Regional												Relevancia (alta, media y baja)	SEN				Regional								
Sistema	SEN	SIN	SBC	SBCS	Mulegé	SIN	Mulegé	SBCS	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	BCA	BCS	Mulegé	SEN	Alerta	Emergencia	Restaurativo	Baja California	Noroeste	Norte	Noreste	Central	Oriental	Peninsular	Occidental	Sureste
Límite operativo	95.0 (mínimo)					150 (máximo)			2.4 (máximo)										No aplica	No aplica			99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0	98.5	(mínimos para cada región)
2016	99.16	99.96	99.90	98.56	98.27	99.99	100.0	100.0	1.41	0.15	0.86	0.01	0.09	0.19	0.11	0.00	0.08	0.00	8,449	228	35	2	99.02	99.41	99.44	99.20	99.65	99.53	99.51	**98.39**	98.72
2017	99.77	99.60	100.0	99.60	99.87	100.0	99.99	99.99	2.18	0.16	0.37	**2.66**	0.40	0.01	0.00	0.00	0.06	0.09	15,878	1,156	44	0	**98.33**	99.22	99.58	99.11	99.40	99.66	99.62	99.68	99.59
2018	99.41	99.43	99.06	99.29	99.83	100.0	99.87	99.97	**3.17**	0.61	0.47	1.79	0.20	0.03	0.00	0.00	0.08	0.00	16,581	1,404	77	0	99.13	99.77	99.83	99.41	99.73	99.77	99.73	99.62	99.68
2019	99.95	100.0	99.92	94.27	99.83	100.0	99.96	99.97											14,013	1,823	108	0	99.41	99.59	99.71	99.57	99.78	99.81	99.30	99.64	99.60

Fuente: Elaborado por la CRE con información del CENACE y CFE Transmisión.

Tabla 21. Anexo 2. Índices de desempeño de las RNT y RGD.

Indicador	Aplicación	Nivel		Límite operativo	2016	2017	2018	2019
Índice de disponibilidad	Transmisión	Baja California		99.00	99.03	**98.33**	99.13	99.41
		Noroeste		99.00	99.42	99.13	99.69	99.59
		Norte		99.00	99.44	99.67	99.81	99.71
		Noreste		99.00	99.12	**98.80**	99.47	99.57
		Occidente		98.50	99.40	99.67	99.73	99.64
		Central		99.00	99.65	99.56	99.79	99.78
		Oriente		99.00	99.53	99.63	99.72	99.81
		Sureste		98.50	98.72	99.56	99.54	99.60
		Peninsular		99.00	99.52	99.58	99.61	99.30
Compensación de Potencia Reactiva	Distribución	Baja California		0.80	89.00	88.58	88.68	87.19
		Noroeste			83.00	86.09	81.89	85.80
		Norte			**64.00**	**74.06**	83.26	82.07
		Golfo Norte			82.00	82.87	83.39	82.92
		Golfo Centro			**75.00**	82.54	82.86	83.62
		Bajío			**63.00**	**76.89**	**74.50**	**76.86**
		Jalisco			88.00	88.29	87.41	87.73
		Centro Occidente			**72.00**	85.61	89.92	91.78
		Centro Sur			85.00	89.13	91.75	93.10
		Centro Oriente			85.00	89.18	90.70	84.84
		Oriente			**74.00**	82.83	87.96	86.71
		Sureste			88.00	87.73	86.21	84.90
		Peninsular			**79.00**	83.09	84.37	84.53
		Valle de México Norte			86.00	87.44	87.28	88.09
		Valle de México Centro			86.00	**79.24**	**78.35**	84.86
		Valle de México Sur			91.00	92.93	93.85	91.97
SAIFI	Transmisión	Nacional	S	0.20	0.06	**0.23**	0.08	0.09
	Distribución	Nacional	S	0.94	0.71	0.58	0.50	0.48
			T	1.52	1.09	1.50	1.34	
SAIDI	Transmisión	Nacional	S	3.00	0.85	**4.60**	2.11	3.20
	Distribución	Nacional	S	50.00	30.21	29.26	26.98	25.07
			T	108.00	73.64	**181.68**	**137.25**	
CAIDI	Distribución	Nacional	S	53.00	42.77	50.87	**53.76**	52.81
			T	70.93	67.84	**121.16**	**102.61**	
ENS	Transmisión	Nacional	S	NA	601.03	3,932.61	1,491.94	3,227.19
			T	NA	1,038.96	44,584.91	9,508.74	13,214.76

Fuente: Elaborado por la CRE con información de CFE Transmisión y CFE Distribución.