



Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional

2021

Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, 2021

Comisión Reguladora de Energía

Unidad de Electricidad

Adolfo López Mateos No. 172 Colonia Merced Gómez

Alcaldía Benito Juárez, Ciudad de México, C.P. 03930

*Se autoriza la reproducción sin alteraciones del material contenido en esta obra,
sin fines de lucro y citando la fuente.*

REPORTE DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Edición 2021

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

www.gob.mx/cre



Resumen Ejecutivo

Como parte de las obligaciones de vigilancia y cumplimiento del marco regulatorio en materia de Confiabilidad, tomando como base las atribuciones que la Ley de la Industria Eléctrica le confiere, la Comisión Reguladora de Energía emite el Reporte de Confiabilidad del Sistema eléctrico Nacional 2021, siendo el quinto año consecutivo de seguimiento al desempeño del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en sus condiciones operativas a través de los indicadores establecidos en la regulación para identificar su nivel de confiabilidad.

Los índices definidos en la regulación en materia de Confiabilidad forman parte de la premisa de garantizar el suministro eléctrico en el país bajo condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad. Estos índices se establecieron con base en los criterios y requerimientos técnicos que permiten dar seguimiento al desempeño de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD). Es a través de ellos que se puede analizar el comportamiento de los principales parámetros eléctricos de operación como son la tensión y la frecuencia, además de parámetros de servicio como las interrupciones, entre otros. En cuanto a la continuidad del servicio, se hace un análisis de los disturbios en el SEN, su clasificación por relevancia y afectación que permite valorar la respuesta del sistema ante eventos de diferente naturaleza e identificar áreas de oportunidad.

El desempeño operativo del SEN en 2021 presentó diversos retos para mantener sus parámetros técnicos dentro de los límites establecidos en el Código de Red y las Disposiciones derivadas de la regulación asociada vigente. La ocurrencia de diversos eventos con afectación de carga derivados de problemas de suministro de combustibles e insumos energéticos de las centrales, tuvieron una repercusión por indisponibilidad de generación. La presencia de condiciones climáticas adversas en el primer trimestre del año fueron una de las principales causas de salidas de las Unidades de Central Eléctrica (UCE) que, en conjunto con las fallas de la RNT, representaron un factor importante a considerar en la conservación del nivel de confiabilidad del SEN.

La demanda de energía del SEN presenta desde 2020 una tendencia de recuperación gradual que no ha alcanzado los niveles registrados en 2019, previos a la contingencia sanitaria mundial. Bajo estas circunstancias, las 100 horas críticas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), se desplazan nuevamente hacia los meses del verano, después de un año donde se vieron recorridas prácticamente 3 meses hacia el cierre del año. Así, la reserva operativa en el SIN se presentó alta, aún en sus horas críticas. El caso contrario se reportó en el Sistema Baja California (SBCA) donde sus 100 horas críticas registraron una reserva operativa negativa, razón por la cual se aplicó el protocolo correctivo para contratación de potencia.

La indisponibilidad de generación en 2021 registró un incremento superior a 10 veces lo reportado el año anterior, la principal causa de este comportamiento tuvo como origen la indisponibilidad de combustibles encabezada por el déficit de gas natural registrado en el primer trimestre del año, resultado de las condiciones climáticas adversas que afectaron los sistemas de transporte de este energético. Además, se presentaron

indisponibilidades derivadas de degradaciones de capacidad por altas temperaturas, por control de embalses de hidroeléctricas y, en menor medida, por indisponibilidad de carbón y combustóleo. Las reducciones de capacidad que derivaron en degradaciones, incrementaron considerablemente las salidas de UCE.

En la evaluación del índice de Margen de Reserva Operativo (MRO), el SIN reportó un cumplimiento en todo el año 2021, registrando en febrero su menor valor con 99.1% superior al mínimo establecido de 95%. Esta disminución tuvo su origen en el frente frío número 35, que provocó un disturbio en el sistema el 15 de febrero. En el caso del Sistema Baja California, este mantuvo un valor de 100%, resultado de la aplicación del protocolo correctivo que contrató 602.17 MW con 10 proyectos y adicionó 77.5 MW con unidades móviles de emergencia (UME). En el Sistema Baja California Sur (SBCS), dada su condición de sistema aislado, el MRO registró valores por arriba del mínimo establecido con excepción del mes de julio, donde su valor bajó hasta 94.8%. Para el sistema Mulegé, se reportó por segundo año consecutivo un MRO máximo en todo el año siendo los meses de abril y mayo los de menor MRO con valores superiores a 99.9%.

La cantidad de disturbios registrados en 2021 alcanzó 13,779 eventos, cifra que resultó 14.2% menor a lo reportado en 2020. Los disturbios que derivaron en interrupciones del suministro de energía eléctrica fueron 3,499 eventos, cuya afectación alcanzó 339.8 GWh, siendo este valor 10 veces mayor a la afectación reportada el año anterior. En su clasificación por relevancia, todas las categorías presentan una tendencia de disminución en el periodo 2018-2021, sin embargo, las afectaciones han incrementado su magnitud, debido a que en los últimos dos años se han presentado eventos fortuitos importantes que han derivado en eventos múltiples simultáneos.

En este año, derivado de las condiciones climáticas imperantes en febrero, resultado de un frente frío y una tormenta invernal, los sistemas de suministro de gas natural quedaron inhabilitados dejando fuera una gran cantidad de generación, que en conjunto con estados de alerta en la RNT en las Gerencias de Control Regional (GCR) Norte y Noreste, derivaron en un evento múltiple simultáneo con efectos en cascada en el SIN, por lo que la cantidad de carga afectada resultó importante, ya que estos eventos tuvieron una duración superior a tres días.

En el seguimiento de las variables fundamentales de Tensión y Frecuencia, establecidas en el Código de Red, el SEN registró 143 eventos de desviación de frecuencia con una afectación de 2,996.6 MW. Estas se presentaron en el SIN en las GCR Noreste y Norte con 2 y 93 eventos respectivamente, mientras que el SBCS tuvo 14 eventos y el sistema Mulegé 34 eventos. La GCR Noreste registró la mayor afectación con 2,016.6 MW con sólo dos eventos, seguida por la GCR Norte con 512.7 MW de afectación. Las excursiones de frecuencia en estas gerencias fueron resultado de la salida de generación causada por la indisponibilidad de gas en el primer trimestre del año, derivadas del evento climático antes mencionado.

En el caso de los sistemas aislados, las salidas por falla y falta de combustible son las causas de la indisponibilidad de generación y las desviaciones de frecuencia asociadas. En el caso de las desviaciones de Tensión en el SEN, se registraron 114 eventos, de los

cuales 60 se originaron en la GCR Oriental debido a problemas con su red de 115 kV, algunos de los eventos de las GCR Norte y Noreste tuvieron como causa el disturbio del mes de febrero, y el caso de mayor desviación se registró en forma de transitorio en la GCR Occidental sin registro de afectación por la actuación de las protecciones del sistema.

Respecto al desempeño de la RNT, la disponibilidad de los elementos de su infraestructura se reportó superior a los valores mínimos de referencia establecidos en la regulación; no obstante en el 2021 para la Red de Transmisión (161 a 400 kV) la Gerencia regional de Transmisión (GRT) Noreste presentó su Índice de Disponibilidad de elementos de la RNT (IDT) máximo histórico de 99.76% y la GRT Occidente su IDT mínimo histórico de 99.26%; en cuanto a la Red de Subtransmisión (69 a 230 kV) las GRT Baja California y Noroeste registraron su IDT máximo histórico, sin embargo, cinco de las GRT registraron su mínimo histórico. La competencia territorial de la GRT Central se redefinió, por la pasada modificación al Estatuto Orgánico del Transportista, sustrayendo parte de ella para la creación de la nueva GRT Valle de México.

A su vez, en 2021, el indicador de la frecuencia de las interrupciones de la RNT atribuibles a su operación y mantenimiento, expresado en promedio por usuario (SAIFI) registró un valor de 0.109 interrupciones promedio por usuario, por lo que se encontró dentro de la meta establecida, no obstante, es el mayor valor observado al considerar el periodo 2018 – 2021. En contraste, el indicador de la duración promedio de las interrupciones de la RNT atribuibles a su operación y mantenimiento, expresadas en promedio por usuario (SAIDI) registró un valor de 6.12 minutos promedio por usuario, por lo que rebasó la meta establecida. En el periodo 2017 – 2021 la meta del SAIDI se ha rebasado en tres ocasiones, en 2021, las interrupciones se asociaron a fallas en los elementos y equipos asociados de transmisión que en su gran mayoría ocurrieron en el nivel de tensión de 115 kV. Asimismo, los valores del SAIFI Total y el SAIDI Total, se vieron afectados en 2021 por fenómenos climáticos y retos en el suministro de gas natural para la generación, entre otros factores.

En 2021, la Energía no Suministrada (ENS) relacionada con la operación y mantenimiento de la RNT alcanzó un valor de 3,387.1 MWh. Por otro lado, la ENS asociada a casos fortuitos o de fuerza mayor registró un valor de 21,216.9 MWh. Es importante señalar que se han presentado saturaciones y sobrecargas en elementos de la RNT, lo que, en conjunto con lo señalado en los párrafos anteriores, es indicativo de la necesidad de reforzar la infraestructura de la RNT con el objetivo de continuar brindando la prestación del Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica en términos de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

En lo referente a los índices de desempeño de las RGD, en 2021 se registró una mejora generalizada en el SAIDI de casi todas las divisiones de distribución en relación con 2020 a excepción de la División Sureste, la cual registró un ligero incremento. La tendencia general es la disminución del índice que, en su acumulado anual, reportó el valor más bajo de los últimos cinco años. En el caso del SAIFI, la tendencia es de disminución general, con excepción de la división Golfo Centro que registró un incremento; aun con estas variaciones, el acumulado anual de SAIFI de las RGD 2021 registró el menor valor

para el periodo 2016-2021. En cuanto al Índice de duración promedio de interrupciones por usuarios en Distribución (CAIDI) su tendencia es alternativa en su evolución con 10 divisiones de distribución en su menor histórico en 2021, por lo que en general se mantiene por debajo de su máximo histórico.

En cuanto al índice de desempeño asociado a la compensación de potencia reactiva se mantuvo en valores aceptables con una mejoría general en 15 de las 16 divisiones de distribución, contando en este año 2021 con el mejor valor histórico general. En el caso del porcentaje de cumplimiento de variaciones de tensión, se puede observar un cumplimiento general, donde la división Valle de México Centro reportó el mejor valor en los últimos cuatro años. En conclusión, durante el año 2021, las RGD mantienen sus parámetros de operación e indicadores de desempeño en niveles aceptables.

A manera de síntesis, a lo largo de 2021, el SEN se mantuvo dentro de los parámetros de operación establecidos en la regulación, manteniendo sus indicadores en valores aceptables, aunque con algunos desvíos sobre las metas establecidas. En este periodo, el SEN experimentó retos importantes derivados de la falta de infraestructura en algunos corredores de la RNT y de disponibilidad de generación en algunas GCR que, ante eventos fortuitos, potencian la aparición de disturbios de mayor afectación y duración. En un lapso menor a dos meses, el SEN experimentó dos eventos fortuitos, el primero el 28 de diciembre de 2020 y el segundo el 15 de febrero de 2021, ambos con importantes afectaciones de carga, donde la experiencia adquirida indica que se debe trabajar en los proyectos de infraestructura, especialmente los aplazados, que evolucionan año con año en mayores necesidades del sistema. El SEN mantiene su operación equilibrada en casi todas sus GCR, pero existen algunas que operan en cumplimiento sólo en ausencia de contingencias sencillas (tipo n-1).

Por último, al cierre de 2021, atendiendo más de 4700 comentarios y más de 150 consultas, con el objetivo de mejorar la regulación técnica del SEN y atender las cambiantes necesidades de sus usuarios, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la resolución número RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía mediante la cual se actualizó el Código de Red. La nueva versión incluye criterios y procedimientos operativos que tienen la finalidad de mejorar la confiabilidad, la coordinación operativa y el análisis de los disturbios en el SEN. En este sentido, el Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2021, reporta parámetros de la primera versión del Código de Red y, para el ejercicio 2022, se presentará la información del reporte con base en los cambios y actualizaciones publicadas en la nueva versión.

Contenido

Resumen Ejecutivo	V
Contenido	IX
Nomenclatura, abreviaturas y siglas	XIV
Capítulo Uno Marco Regulatorio	17
1.1 Disposiciones de la RNT y las RGD	19
1.2 Código de Red	20
1.3 Protocolos correctivo y preventivo	22
1.4 Requisito de adquisición de potencia	23
1.5 Subastas por confiabilidad	24
Capítulo Dos Desempeño del SEN	27
2.1 Operación del SEN en 2021	28
2.1.1. Margen de Reserva Operativo (MRO)	29
2.1.2. Frecuencia	38
2.1.3. Tensión	42
2.1.4. Indicadores de sustentabilidad	47
2.2 Disturbios en el SEN	50
2.2.1. Estados Operativos de Alerta y de Emergencia del SEN	53
2.2.2. Salidas de Unidades de Central Eléctrica	56
2.2.3 Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas de las zonas de potencia	62
2.2.4. Indisponibilidad de generación por falta de combustible	68
2.2.5. Principales disturbios en el SEN en 2021	71
2.3 Monitoreo del Sistema de Baja California	76
2.3.1. Aplicación del Protocolo Correctivo en el Sistema de Baja California	77
2.3.2. Gestión de la Contratación de Potencia	78
2.3.3 Resultados de la aplicación del Protocolo Correctivo	79
Capítulo Tres Desempeño de la RNT	81
3.1 Índice de disponibilidad de los elementos de la RNT	82
3.2 Índice de Frecuencia promedio de interrupciones en la RNT (SAIFI)	85
3.3 Índice de duración promedio de interrupciones en la RNT (SAIDI)	88

3.4	Energía no suministrada en la RNT (ENS)	91
3.5	Saturación y sobrecargas en la RNT	92
Capítulo Cuatro Desempeño de las RGD		95
4.1	Índice de duración promedio de interrupciones en Distribución (SAIDI)	96
4.2	Índice de frecuencia promedio de interrupciones en Distribución (SAIFI)	98
4.3	Índice de duración promedio de interrupciones por usuarios en Distribución (CAIDI)	100
4.4	Compensación de potencia reactiva	102
4.5	Porcentaje de Cumplimiento de Variaciones de Tensión (PCVT)	104
Capítulo cinco Conclusiones		107
Anexo		112

Índice de figuras

Figura 1. Evolución del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2016-2021. Valores con base mensual.	31
Figura 2. Evolución del índice MRO en el Sistema Baja California, 2016-2021. Valores con base mensual.	33
Figura 3. Evolución del índice MRO en el Sistema Baja California Sur, 2016-2021. Valores con base mensual.	36
Figura 4. Evolución del índice MRO en el Sistema Mulegé, 2016-2021. Valores con base mensual.	37
Figura 5. Eventos de desviación de frecuencia con afectación de carga en el SEN por GCR en 2021, base trimestral.	39
Figura 6. Valores de frecuencia máxima y mínima de las GCR del SIN con desviación referida a la banda de frecuencia permitida en 2021.	40
Figura 7. Valores de frecuencia máxima y mínima del SBSC y el Sistema Mulegé con desviación referida a la banda de frecuencia permitida en 2021.	41
Figura 8. Eventos de desviación de tensión con afectación de carga en el SIN por GCR en 2021, base trimestral.	43
Figura 9. Eventos de desviación de tensión con afectación de carga en el SBSC en 2021, base trimestral.	44
Figura 10. Valores de tensión máxima y mínima de las GCR del SIN con desviación referida a la banda de tensión permitida, 2021.	45
Figura 11. Valores de tensión máxima y mínima de las GCR del SBSC con desviación referida a la banda de tensión permitida, 2021.	46
Figura 12. Evolución de la generación de energía eléctrica convencional en el SEN, 2016-2021. [GWh]	48
Figura 13. Evolución de la generación de energía limpia en el SEN, 2016-2021. [GWh]	48
Figura 14. Número de disturbios en el SEN clasificados por relevancia, 2018-2021.	51
Figura 15. Evolución mensual acumulada de los disturbios del SEN por relevancia, 2021.	52
Figura 16. Principales causas de los Estados Operativos de Alerta (EOA) en el SEN, 2021. Participación porcentual.	54
Figura 17. Principales causas de los Estados Operativos de Emergencia (EOE) en el SEN, 2021. Participación porcentual.	55
Figura 18. Principales causas de los estados operativos diferentes al normal (EOA y EOE) del SEN, 2021. Participación porcentual.	56
Figura 19. Salidas de Unidades de Central Eléctrica y sus causas. SIN, 2021.	57
Figura 20. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el sistema Baja California, 2021.	58
Figura 21. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el sistema Baja California Sur, 2021.	58
Figura 22. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el sistema Mulegé, 2021.	58

Figura 23. Categorías de las Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el SIN por GCR, 2021.	60
Figura 24. Ocurrencia de las 100 horas críticas del SIN en 2021. Fecha y hora.	65
Figura 25. Reserva de generación en las 100 horas críticas del SIN con respecto a la demanda firme. [porcentaje]	66
Figura 26. Reserva de generación en las 100 horas críticas del SBCA con respecto a la demanda firme. [porcentaje]	67
Figura 27. Reserva de generación en las 100 horas críticas del SBCS con respecto a la demanda firme. [porcentaje]	67
Figura 28. Estados Operativos declarados antes, durante y después del disturbio del 15 de febrero de 2021	75
Figura 29. Fecha de entrega de Capacidad y adiciones de potencia adquirida asociada al Protocolo Correctivo para el SBCA, 2021 [MW]	79
Figura 30. IDT de la Red Nacional de Transmisión. Acumulado anual, 2017-2021.	84
Figura 31. SAIFI atribuible al Transportista. Acumulado anual con base mensual, 2016-2021. [Interrupciones promedio por usuario].	86
Figura 32. Composición del SAIFI Total de la RNT, 2021. [Interrupciones promedio por usuario].	87
Figura 33. SAIFI Total en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016 – 2021. [Interrupciones promedio por usuario].	87
Figura 34. SAIDI por causas atribuibles al Transportista. Acumulado anual con base mensual, 2016-2021. (Duración promedio de las interrupciones por usuario en minutos).	89
Figura 35. Composición del SAIDI Total de la RNT, 2021. [Acumulado anual; minutos promedio por usuario]	90
Figura 36. SAIDI Total en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016-2020 [minutos promedio por usuario]	90
Figura 37. Componentes del indicador de ENS atribuibles al Transportista y a casos fortuitos o de fuerza mayor en la RNT, 2016-2021. [MWh]	91
Figura 38. Causas de las interrupciones asociadas a los indicadores de desempeño de la RNT en 2021.	92
Figura 39. Principales corredores de transmisión con saturación, 2021.	93
Figura 40. Acumulado anual de SAIDI en las RGD con base mensual, 2017 – 2021. [minutos]	97
Figura 41. SAIFI nacional de las RGD, acumulado anual con base mensual, 2017 – 2021.	99
Figura 42. CAIDI nacional de las RGD, acumulado mensual, 2017-2021. [minutos por usuario]	101
Figura 43. Mapa de las Divisiones de Distribución.	103

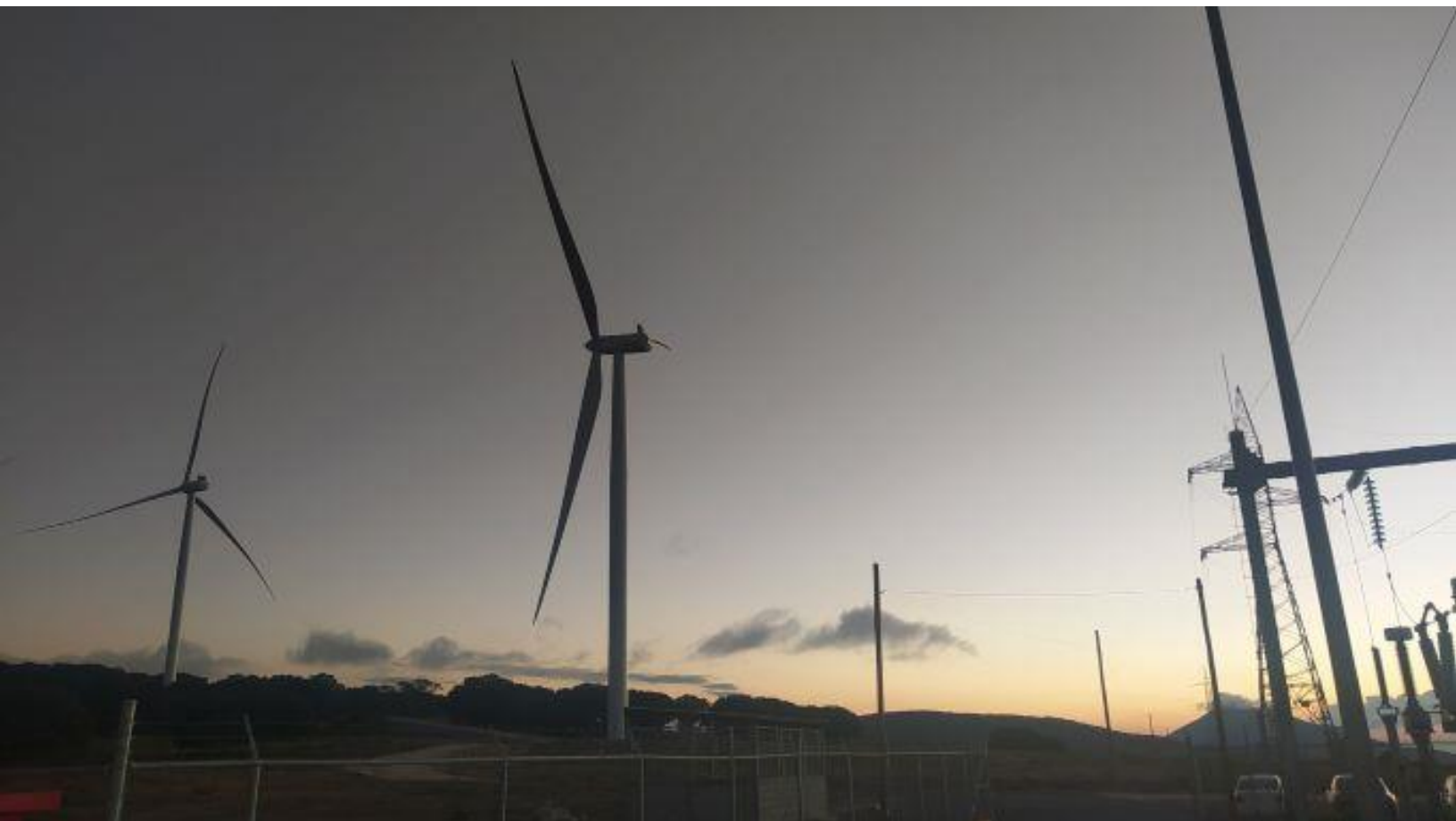
Índice de tablas

Tabla 1 Estado Operativo correspondiente al nivel de Reserva Operativa de los sistemas que integran el SEN.	29
Tabla 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2016-2021.	30
Tabla 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema de Baja California, 2016-2021.	32
Tabla 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema de Baja California Sur, 2016-2021.	34
Tabla 5. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Mulegé, 2016-2021.	35
Tabla 6. Evolución mensual del índice MRO en el SEN, 2016-2021.	35
Tabla 7. Evolución del Indicador de la Componente de Generación Limpia del SEN, 2016-2021.	47
Tabla 8. Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2021 [Ton CO ₂ /MWh]	49
Tabla 9. Estados Operativos de Alerta y Emergencia en el SEN, 2016-2021.	54
Tabla 10. Resumen de las 100 horas críticas en las zonas de potencia que integran el SEN, 2016-2021.	63
Tabla 11. Generación indisponible por falta de gas natural en el SEN y SIN por GCR con base mensual, 2021 [GWh]	68
Tabla 12. Generación indisponible por falta de combustibles en el SEN y SIN por GCR, 2021. [GWh]	69
Tabla 13. Generación indisponible por degradación y administración de embalses en el SEN y SIN por GCR, 2021. [GWh]	69
Tabla 14. Principales disturbios del SEN de acuerdo con su afectación, 2021. (No incluye el disturbio múltiple del 15 de febrero)	72
Tabla 15. Primeros 25 disturbios que integraron eventos múltiples en el SIN el 15 de febrero de 2021.	74
Tabla 16. IDT de la Red de Transmisión. Acumulado anual, 2016-2021.	83
Tabla 17. IDT de la Red de Subtransmisión. Acumulado anual, 2017-2021.	84
Tabla 18. SAIDI por División de Distribución de las RGD, 2016-2021. [minutos]	97
Tabla 19. SAIPI por División de Distribución de las RGD, 2016-2021. [eventos por usuario]	99
Tabla 20. CAIDI Acumulado por División de Distribución de las RGD, 2016-2021. [minutos por usuario]	101
Tabla 21. Cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de RGD por División de Distribución, 2016-2021 [porcentaje de circuitos, promedio anual]	103
Tabla 22. Rangos de tensión de operación en Estado Operativo Normal para las RGD	104
Tabla 23. PCVT por División de Distribución, 2017-2021 [porcentaje de Nodos de Calidad en cumplimiento, promedio anual con base mensual]	105

Nomenclatura, símbolos, abreviaturas y siglas

CAIDI	Índice de duración promedio de interrupciones por usuario en Distribución
CE	Central Eléctrica
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 en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica
DAC	Disparo Automático de Carga
DARC	Disparo Automático de Reactores y Carga
DOF	Diario Oficial de la Federación
EAR	Esquema de Acción Remedial
ENS	Energía no Suministrada en la RNT
EOA	Estado Operativo de Alerta
EOE	Estado Operativo de Emergencia
EON	Estado Operativo Normal
EUA	Estados Unidos de América
GCR	Gerencia de Control Regional
GRT	Gerencia Regional de Transmisión
Hz	Símbolo de hertz [Magnitud: frecuencia] . (NOM-008-SCFI-2002)
IDT	Índice de disponibilidad de los elementos de la Red Nacional de Transmisión
Comisión	Comisión Reguladora de Energía
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MRO	Margen de Reserva Operativo
MW	Símbolo de Megawatt (1×10^6 watt) [Magnitud: Potencia, flujo energético] (NOM-008-SCFI-2002)
MWh	Símbolo de Megawatt-hora (1×10^6 watt-h) [Magnitud: Energía] uso en sistemas eléctricos.
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del MEM
PAMRGD	Programa de Ampliación y Modernización de las RGD que no pertenecen al MEM
PENS Eficiente	Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente
PENS Máxima	Probabilidad de Energía No Suministrada Máxima
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
p.u.	Por unidad
RGD	Redes Generales de Distribución
RLIE	Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica
RNT	Red Nacional de Transmisión
RST	Red de Subtransmisión
RT	Red de Transmisión
RO	Reserva Operativa

SAIDI	Índice de duración promedio de interrupciones
SAIFI	Índice de frecuencia promedio de interrupciones
SBCA	Sistema Interconectado Baja California
SBCS	Sistema Interconectado Baja California Sur
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TIC	Tecnologías de la Información y Comunicación
TIU	Tiempo de Interrupción por Usuario
UCE	Unidad de Central Eléctrica
UME	Unidad Móvil de Emergencia
VENS	Valor de la Energía No Suministrada
ZOT	Zona de Operación de Transmisión



Capítulo Uno Marco Regulatorio

En este capítulo se presenta de manera indicativa la regulación vigente en materia de confiabilidad observada para el desempeño y evolución del SEN y del MEM a lo largo de 2021.

Los principios técnicos y operativos del SEN para garantizar su eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad se encuentran plasmados en la regulación vigente; su aplicación y observancia garantizan la operación del MEM.

Desde 2016, la Comisión, en el ejercicio de las facultades que le ha conferido la LIE, ha emitido diversos ordenamientos en materia de confiabilidad que representan el fundamento del Reporte de confiabilidad del SEN.



La regulación en materia de Confiabilidad del SEN

Tiene como objetivo brindar El Suministro Eléctrico para satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios bajo condiciones de suficiencia y seguridad de despacho, como servicio público y universal.



Dado el carácter de servicio público y universal del Suministro Eléctrico, la LIE establece la obligación de 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 Comisión¹.

Para establecer un adecuado nivel de confiabilidad en el SEN se deben establecer requerimientos técnicos y operativos, recordando que la operación del MEM requiere que el SEN se encuentre operando bajo condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Con este antecedente, la regulación emitida por la Comisión en materia de confiabilidad se integra por los siguientes instrumentos:

1. RES/916/2015: Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía establece el requisito mínimo que deberán cumplir los suministradores y los usuarios calificados participantes del mercado para adquirir potencia en términos del artículo 12, fracción XXI, de la Ley de la Industria Eléctrica (Requisito de adquisición de potencia)².
2. RES/948/2015: Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las 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 de energía eléctrica (Disposiciones de la RNT y las RGD)³.
3. A/073/2015: Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los protocolos correctivo y preventivo para que el Centro Nacional de Control de Energía gestione la contratación de potencia en caso de emergencia conforme disponen los artículos 12, fracción XXII, y 135 penúltimo párrafo de la Ley de la Industria Eléctrica (Protocolo correctivo y preventivo)⁴.

¹ De acuerdo con los artículos 3 fracción X y 4, párrafo segundo, 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

4. RES/151/2016: Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica, (Código de Red)⁵;
5. A/020/2018: Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite criterios que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía, 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 (Subastas por Confiabilidad)⁶.

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

1.1 Disposiciones de la RNT y las RGD

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 en las instalaciones y equipos que componen la RNT y las RGD, como en 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 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.

**DACC de Acceso
Abierto de Transmisión
y Distribución**

Regulación
que tiene por
objeto la
aplicación de
los principios
de Eficiencia,
Calidad,
Confiabilidad,
Continuidad,
seguridad y
sustentabilidad
en las
instalaciones y
equipos de la
RNT, las RGD y
de los usuarios
finales.

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

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 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 SAIDI, el SAIFI y el CAIDI.

Código de Red

Regulación que establece los requerimientos técnicos mínimos que deben ser observados por los integrantes de la industria eléctrica, así como los Criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional



1.2 Código de Red

El objetivo 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, de conformidad con los artículos 12, fracciones XXXVII y XLII de la LIE, que facultan a la Comisión para expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, y 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, respectivamente.

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 minimizar 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.

Objetivos del Código de Red

Desarrollar, Mantener, operar, ampliar y modernizar el SEN, estableciendo requerimientos técnicos operativos para alcanzar y mantener una condición técnica suficiente, capaz de soportar la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa (criterio n-1)

Criterios del Código de Red

Planeación: Diseño y Desarrollo del SEN

Operación: Estado Operativo Normal del SEN

Interconexión: Centrales Eléctricas



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.

Conexión: Centros de Carga



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.

Telemetría: Tiempo real Control de los Participantes del Mercado e Integración de Medición, Monitoreo y Operación con herramientas TIC



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 TIC; y

Criterios SEA: criterios aplicables a los sistemas que se encuentran eléctricamente aislados del 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.

Protocolos Correctivo y Preventivo

Herramientas diseñadas para garantizar una capacidad suficiente para operar el SEN de forma confiable mediante la contratación de potencia en caso de emergencia.



1.3 Protocolos correctivo y preventivo

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 correctivo y preventivo, cuya finalidad es proporcionar al CENACE una herramienta adicional para garantizar 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, representara 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. 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.

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 antes expuesto, el Protocolo correctivo es el único instrumento actualmente vigente, mismo que se ha aplicado todos los años desde 2019.

Protocolo Preventivo:

Derogado mediante el acuerdo A/020/2018

Protocolo Correctivo:

Actualmente se aplica en el Sistema Baja California, garantizando su Reserva de Planeación y Operativa

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 establece el requisito mínimo 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. 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 Confiabilidad⁷ emitida por la 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.

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 (PENS Máxima) aceptable para el SEN,
- b. Valor de la Energía No Suministrada (VENS),
- c. La Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente (PENS Eficiente), para el SEN
- 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

⁷ Liga al Diario Oficial de la Federación:

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5473221&fecha=28/02/2017

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.





Capítulo Dos Desempeño del SEN

CFE Transmisión y CFE Distribución tienen como obligación observar y mantener dentro de sus límites operativos los parámetros de desempeño definidos en el Código de Red, cuyo resultado se verá reflejado en la operación y control físico del SEN. Mediante el seguimiento y monitoreo permanente de las variables físicas operativas se pueden analizar las metas de confiabilidad del SEN. Es por esto que la Comisión evalúa su desempeño considerando aspectos esenciales para la operación tales como:

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

En este capítulo se presenta la información de los principales parámetros de desempeño del SEN en 2021, incluyendo datos históricos de los últimos 5 años reportados por el CENACE.

2

2.1 Operación del SEN en 2021

La condición esperada del SEN, en términos de confiabilidad, es permanecer por el mayor tiempo posible en Estado Operativo Normal. Con esta premisa, el Código de Red establece parámetros de Reserva Operativa, Frecuencia y Tensión, así como una clasificación de los disturbios que pudieran suceder en el SEN.

De acuerdo con las definiciones establecidas en el Código de Red de los estados operativos en los cuáles puede incurrir el SEN durante su operación, a continuación se identifican las principales características que los definen:

Operación en EON del SEN

En 2021, el SEN promedió:

94.4% del tiempo total de operación en EON

5.4% del tiempo total de operación en EOA

0.2% del tiempo total de operación en EOE

En 2021 se registraron en el SEN:

- 2,170 EOA
- 123 EOE

- 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)

La Reserva Operativa (RO), considerada en las Bases del Mercado Eléctrico⁸, 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 dispone de esta reserva para asegurar la confiabilidad del SEN ante la ocurrencia de cualquier contingencia sencilla.

Considerando que 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, el CENACE debe mantener una reserva operativa mayor o igual a 6% en el SIN y mayor o igual al 11% en los demás sistemas, además, 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. De esta manera, 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, SBCA, SBCS y Mulegé. Una forma de visualizar la disponibilidad de la RO, es expresarla en unidades porcentuales si se refiere a la proporción que guarda dicha reserva comparada con la demanda puntual en un instante determinado. La Tabla 1 muestra los diferentes niveles de RO aplicables para cada sistema dentro del SEN, de acuerdo con su Estado Operativo.

Tabla 1 Estado Operativo correspondiente al nivel de Reserva Operativa de los sistemas que integran el SEN.

Estado operativo	Reserva Operativa	
	SIN	Otros
Normal	RO $\geq$ 6%	RO $\geq$ 11%
Alerta	3% $\leq$ RO < 6%	4% $\leq$ RO < 11%
Emergencia	RO < 3%	RO < 4%
Restaurativo	N.A.	N.A.

Fuente: Código de red.

⁸ Base 2. Definiciones y reglas de interpretación; 2.1 Términos definidos; 2.1.117 Reserva Rodante, 2.1.118 Reserva Operativa y 2.1.120 Reserva No Rodante http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015

Reserva Operativa (RO)

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 No Rodante.

Requerimientos de RO definidos en el Código de Red

El Código de Red define los estados operativos que corresponden a los sistemas que integran el SEN de acuerdo con su reserva operativa.

El índice MRO

Representa la porción de tiempo que el SEN opera en EON con respecto al tiempo total de operación, expresado en porcentaje

Si durante un periodo de tiempo, un sistema conmuta entre dos o más estados EON, EOA o EOE partiendo del EON, se tendrán tantos lapsos de tiempo como conmutaciones ocurran en el sistema. La sumatoria de todos los lapsos representa el tiempo total de operación de ese sistema. De igual manera, la suma de todos los lapsos en EON, representará el tiempo total en donde el sistema operó bajo esa condición.

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 como meta operativa 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. La evolución mensual del MRO en los diferentes sistemas que integran el SEN, se muestra en las Tablas 2, 3, 4, 5 y 6 para el periodo 2016-2021.

Tabla 2. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2016-2021.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Febrero	100%	100%	99.9%	100%	100%	99.1%
Marzo	100%	100%	100%	100%	100%	100.0%
Abril	99.7%	100%	100%	100%	100%	100%
Mayo	99.7%	98.6%	95.1%	100%	100%	100%
Junio	100%	96.6%	98.2%	100.0%	100%	100%
Julio	100%	100%	100%	100.0%	100%	100%
Agosto	100%	100.0%	100%	100%	100.0%	100%
Septiembre	100%	100.0%	100%	100%	100.0%	100%
Octubre	100%	100%	100%	100%	99.9%	100%
Noviembre	100%	100%	100%	100.0%	100%	100%
Diciembre	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nota: Los valores con cifras decimales se encuentran redondeados.

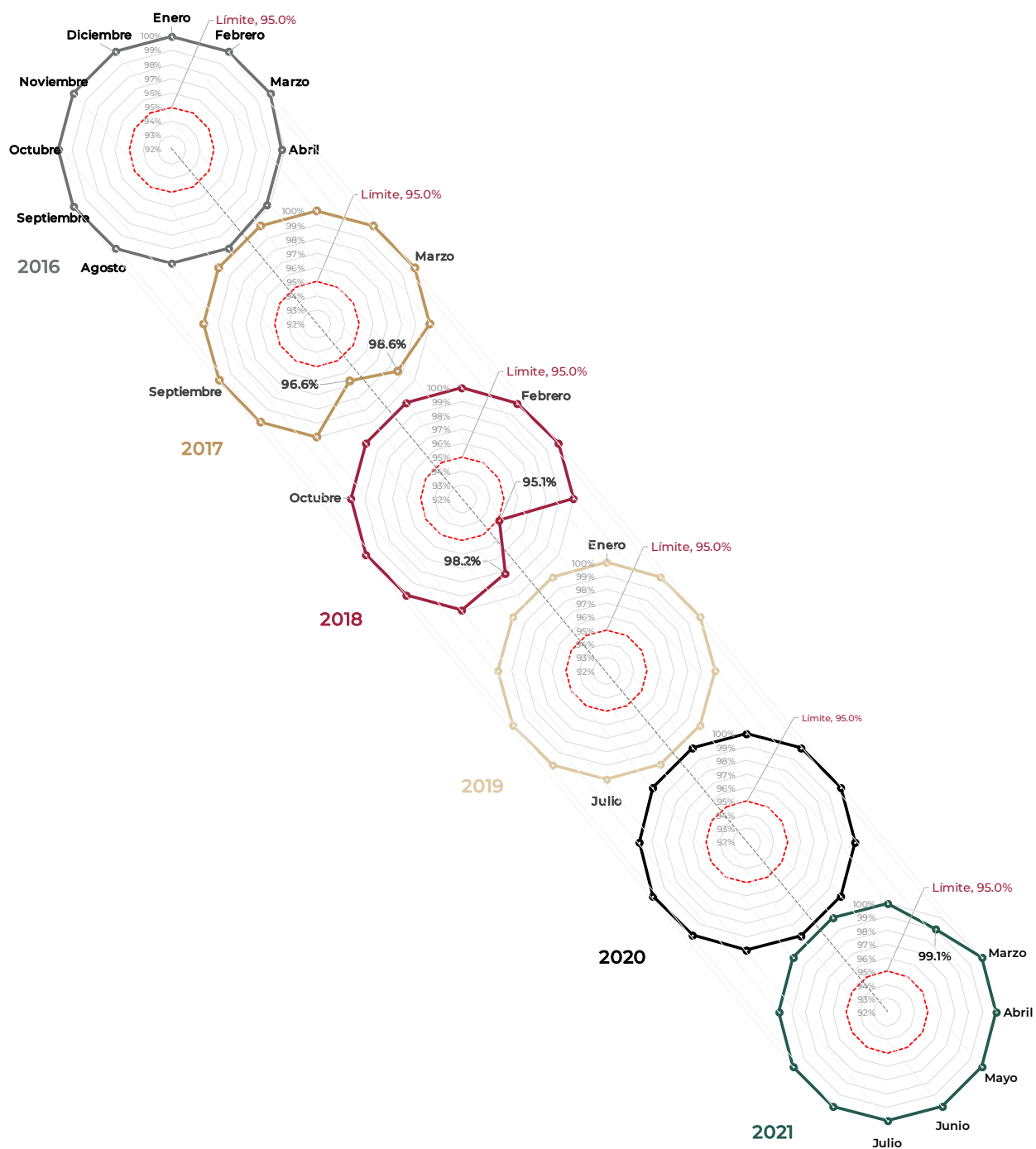
Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

El índice MRO en el SIN

En 2021, febrero registró el nivel más bajo de MRO con 99.1%, valor aceptable por arriba del límite de 95.0%

En 2021, el SIN se mantuvo prácticamente en 100% con una reducción del MRO en febrero asociada a la indisponibilidad de UCE por falta de combustible derivada del fenómeno climatológico registrado y que mostró su recuperación en marzo, resultando en un tercer año consecutivo cercano a 100%.

Figura 1. Evolución del índice MRO en el Sistema Interconectado Nacional, 2016-2021. Valores con base mensual.



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

En cuanto al SBCA, el índice MRO se mantuvo dentro del límite establecido durante todo el año. A diferencia del SIN, este sistema presenta históricamente valores de MRO menores, pero para 2021 registró su mejor comportamiento desde 2018 ya que no registró estados operativos diferentes al normal asociados a la RO, además los índices mostrados en la Tabla 3, reflejan su operación coordinada con el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO).

Tabla 3. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema de Baja California, 2016-2021.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	100%	100%	100%	100.0%	99.9%	100%
Febrero	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Marzo	100%	100%	100%	99.9%	100.0%	100%
Abril	100%	100%	100%	99.9%	100%	100%
Mayo	100%	100%	100%	100.0%	99.8%	100%
Junio	100%	100%	100%	99.9%	99.9%	100%
Julio	100%	100%	98.0%	99.8%	99.4%	100%
Agosto	100%	100%	92.4%	99.9%	98.7%	100%
Septiembre	98.8%	100%	100%	99.6%	99.7%	100%
Octubre	100%	100%	100%	100.0%	99.8%	100%
Noviembre	100%	100%	100%	100.0%	99.8%	100%
Diciembre	100%	100%	98.3%	100.0%	100.0%	100%

Nota: Los valores con cifras decimales se encuentran redondeados.

Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

En este sistema, la aplicación del protocolo correctivo a partir del 01 de junio y hasta el 30 de septiembre de 2021, permitió mantener dentro del límite establecido el índice de MRO. En años anteriores aún con esta medida, durante los meses de verano se presentaba una disminución en el índice, sin que esto representara un problema mayor, pero en 2018, en el mes de agosto se registró el mínimo histórico desde que se lleva el índice, con un valor de 92.4%, inferior al límite establecido en 95.0%.

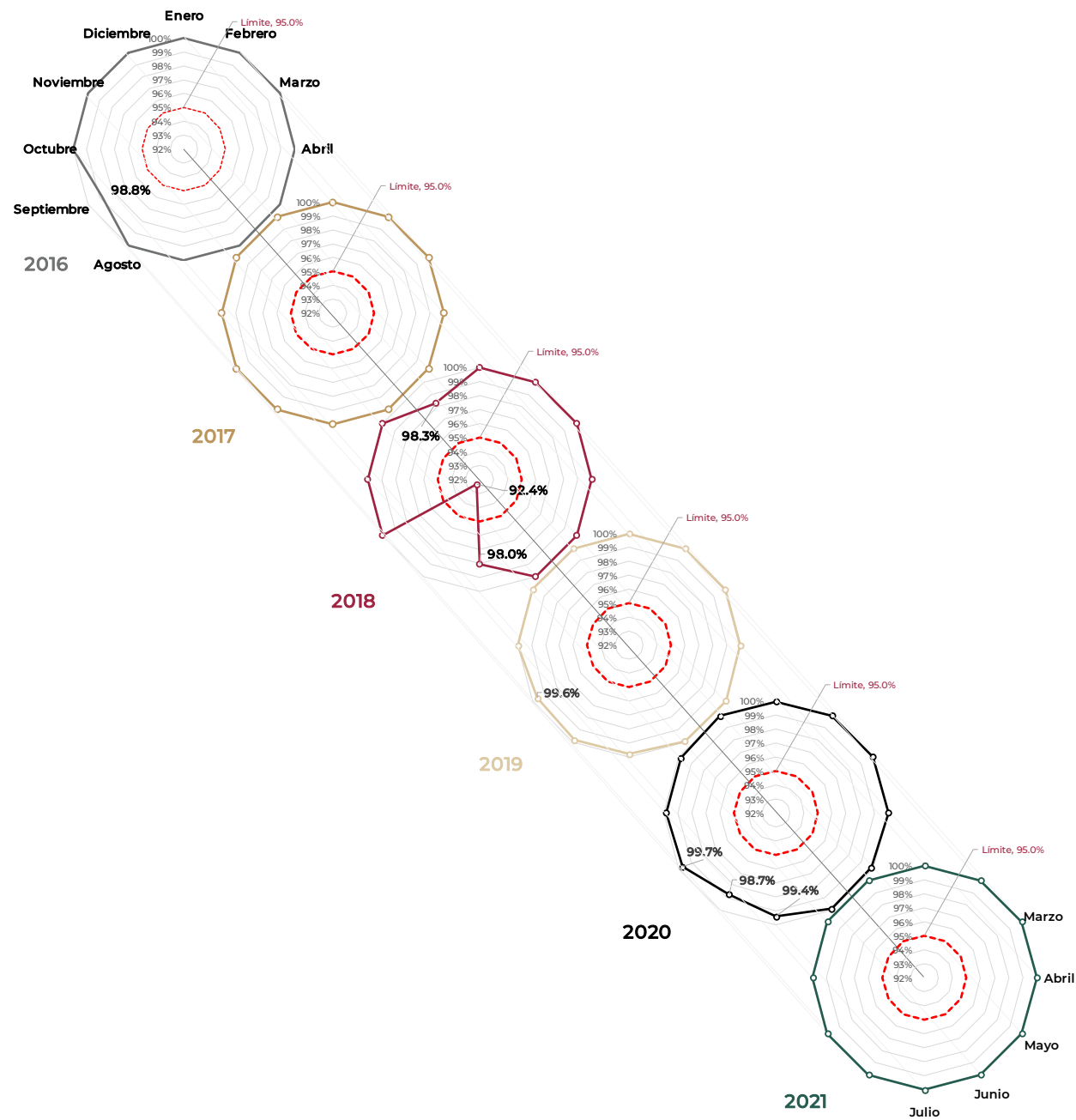
Cabe señalar que, el protocolo correctivo para la contratación de potencia en el Sistema Baja California, se aplica de manera recurrente a partir de 2019. Lo anterior muestra consistencia con lo reportado entre 2018 y 2019, donde resulta evidente la mejora en términos del índice MRO para este sistema. En la Figura 2 se muestra la evolución de este índice, donde los gráficos que se acercan o se encuentran en la periferia indican el máximo índice MRO.

El índice MRO en el SBCA

En 2021, el SBCA registró un índice de MRO de 100% en todos los meses del año, para lo cual requirió la aplicación del Protocolo Correctivo y su enlace con CAISO



Figura 2. Evolución del índice MRO en el Sistema Baja California, 2016-2021. Valores con base mensual.



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

Para el caso del SBCS, dada su condición de sistema aislado, mantener su reserva operativa y de planeación depende exclusivamente de los recursos de generación disponibles, por lo que, ante la demanda de verano, es frecuente la disminución del índice MRO.

En la Tabla 4 y la Figura 3 se pueden observar, entre 2016 y 2018, variaciones por arriba del límite mínimo establecido, sin registro de trasgresiones al índice MRO. Sin embargo, en 2019, entre los meses de julio a octubre, derivadas de salidas forzadas e indisponibilidades de las UCE el sistema SBCS alcanzó un índice de MRO de 74.4%, con incumplimiento de la reserva de planeación y operativa. La demanda en 2021, registró un proceso de recuperación paulatina posterior a la contingencia sanitaria, si bien se ha logrado mantener un nivel aceptable en la reserva operativa, se siguen presentando retos importantes durante el verano.

El índice MRO en el SBCS

En 2021, el SBCA registró un índice de MRO promedio de 98.4%. Los meses de verano registró valores mínimos y en el mes de Julio, reportó un valor por debajo del límite permitido



Tabla 4. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema de Baja California Sur, 2016-2021.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	95.8%	100.0%	100%	100.0%	100.0%	100.0%
Febrero	97.6%	100.0%	100%	100%	100%	100%
Marzo	96.2%	99.8%	100%	100.0%	100.0%	100.0%
Abril	96.3%	99.8%	100%	100.0%	100.0%	100.0%
Mayo	99.0%	99.9%	100%	99.9%	100%	98.1%
Junio	99.9%	100.0%	100%	99.4%	99.9%	99.1%
Julio	100.0%	100.0%	100%	82.0%	96.6%	94.8%
Agosto	99.9%	100.0%	100%	74.4%	95.6%	95.3%
Septiembre	99.9%	99.7%	95.7%	84.0%	98.2%	95.3%
Octubre	99.7%	99.8%	98.3%	93.0%	98.7%	98.5%
Noviembre	99.9%	99.4%	97.6%	98.9%	99.9%	100.0%
Diciembre	100.0%	97.0%	100%	99.7%	100%	99.9%

Nota: Los valores con cifras decimales se encuentran redondeados.

Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

En el caso del Sistema Mulegé, el índice MRO presenta por segundo año consecutivo un comportamiento estable con valores cercanos a 100% prácticamente todos los meses (véase Tabla 5). Esto es previsible por el tamaño del sistema, la tecnología de generación y su demanda máxima, con mínima variación, alrededor de 32.5 MW en los últimos dos años. Si bien este sistema ha presentado alta indisponibilidad de UCE por degradación de capacidad, el sistema cuenta con generación de emergencia con tecnologías turbojet o turbogás para mantener su reserva operativa. Como se observa en la Figura 4, al inicio del periodo de análisis se presentan diversas irregularidades en el índice del MRO en el Sistema Mulegé, entre

otras causas por la edad de las máquinas de la Central de Combustión Interna el Vizcaíno, registrando diversas degradaciones e indisponibilidades. A partir de 2019, se tomaron acciones para corregir esa situación incorporando unidades móviles de emergencia como apoyo durante la máxima demanda.

Tabla 5. Evolución mensual del índice MRO en el Sistema Mulegé, 2016-2021.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	93.8%	99.6%	100%	99.9%	100%	100%
Febrero	98.9%	99.9%	100%	100%	100%	100%
Marzo	96.9%	100.0%	100%	99.6%	100%	100%
Abril	96.1%	100.0%	100%	100%	100%	100.0%
Mayo	99.5%	100.0%	100%	100.0%	100%	100.0%
Junio	96.9%	99.9%	100%	100.0%	100.0%	100%
Julio	96.8%	99.9%	100%	100.0%	100%	100%
Agosto	99.8%	100.0%	100%	100.0%	100%	100%
Septiembre	98.4%	100.0%	99.9%	98.5%	100.0%	100%
Octubre	99.6%	99.7%	98.1%	100.0%	100%	100%
Noviembre	99.6%	99.9%	100%	100%	100.0%	100%
Diciembre	99.7%	99.7%	100%	100%	100%	100%

Nota: Los valores con cifras decimales se encuentran redondeados.

Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

En un ejercicio simulado de integración y conexión del SEN, con una ponderación basada en la capacidad instalada de cada sistema que lo integra, el comportamiento promedio del SEN podría mostrarse de acuerdo con los valores mostrados en la Tabla 6.

Tabla 6. Evolución mensual del índice MRO en el SEN, 2016-2021.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	97.4%	99.9%	100%	100.0%	100.0%	100.0%
Febrero	99.1%	100.0%	100.0%	100%	100%	99.1%
Marzo	98.3%	99.9%	100%	100.0%	100.0%	100.0%
Abril	98.0%	100.0%	100%	100.0%	100.0%	100.0%
Mayo	99.5%	99.6%	98.8%	100.0%	100.0%	100.0%
Junio	99.2%	99.1%	99.5%	100.0%	100.0%	100.0%
Julio	99.2%	100.0%	99.5%	99.8%	99.9%	99.9%
Agosto	99.9%	100.0%	98.1%	99.8%	99.9%	99.9%
Septiembre	99.3%	99.9%	98.9%	99.8%	100.0%	99.9%
Octubre	99.8%	99.9%	99.1%	99.9%	99.9%	100.0%
Noviembre	99.9%	99.8%	99.4%	100.0%	100.0%	100.0%
Diciembre	99.9%	99.2%	99.6%	100.0%	100.0%	100.0%

Nota: Los valores con cifras decimales se encuentran redondeados.

Fuente: Estimación elaborada por la Comisión con información del CENACE.

Índice MRO en el Sistema Mulegé

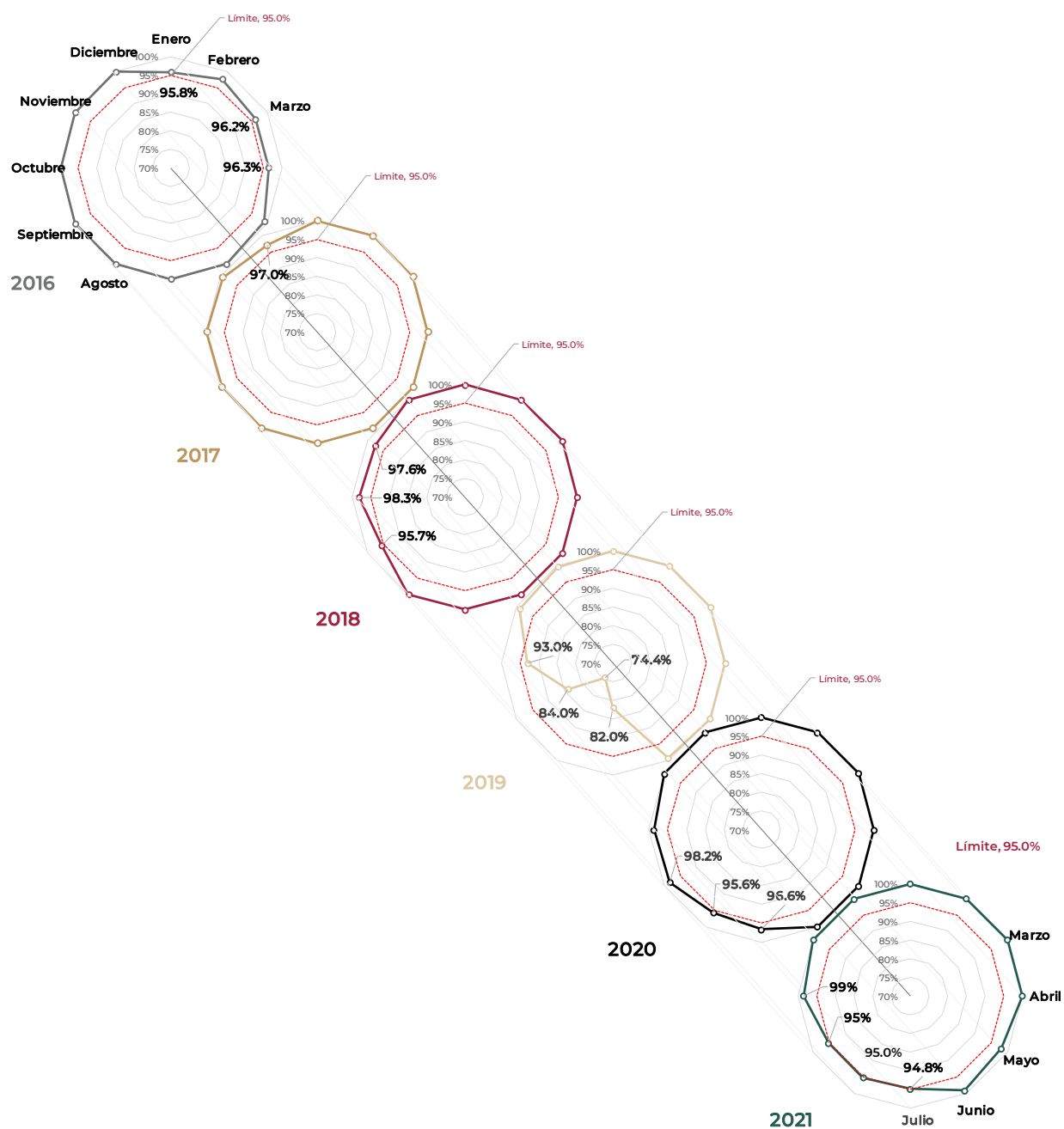
En 2021, el sistema Mulegé registró máximos valores del índice MRO durante todo el año, su condición de sistema aislado lo hace depender plenamente de su planeación

Ponderación de los índices de MRO en el SEN

Promedio ponderado de los índices de MRO de los sistemas que integran el SEN.

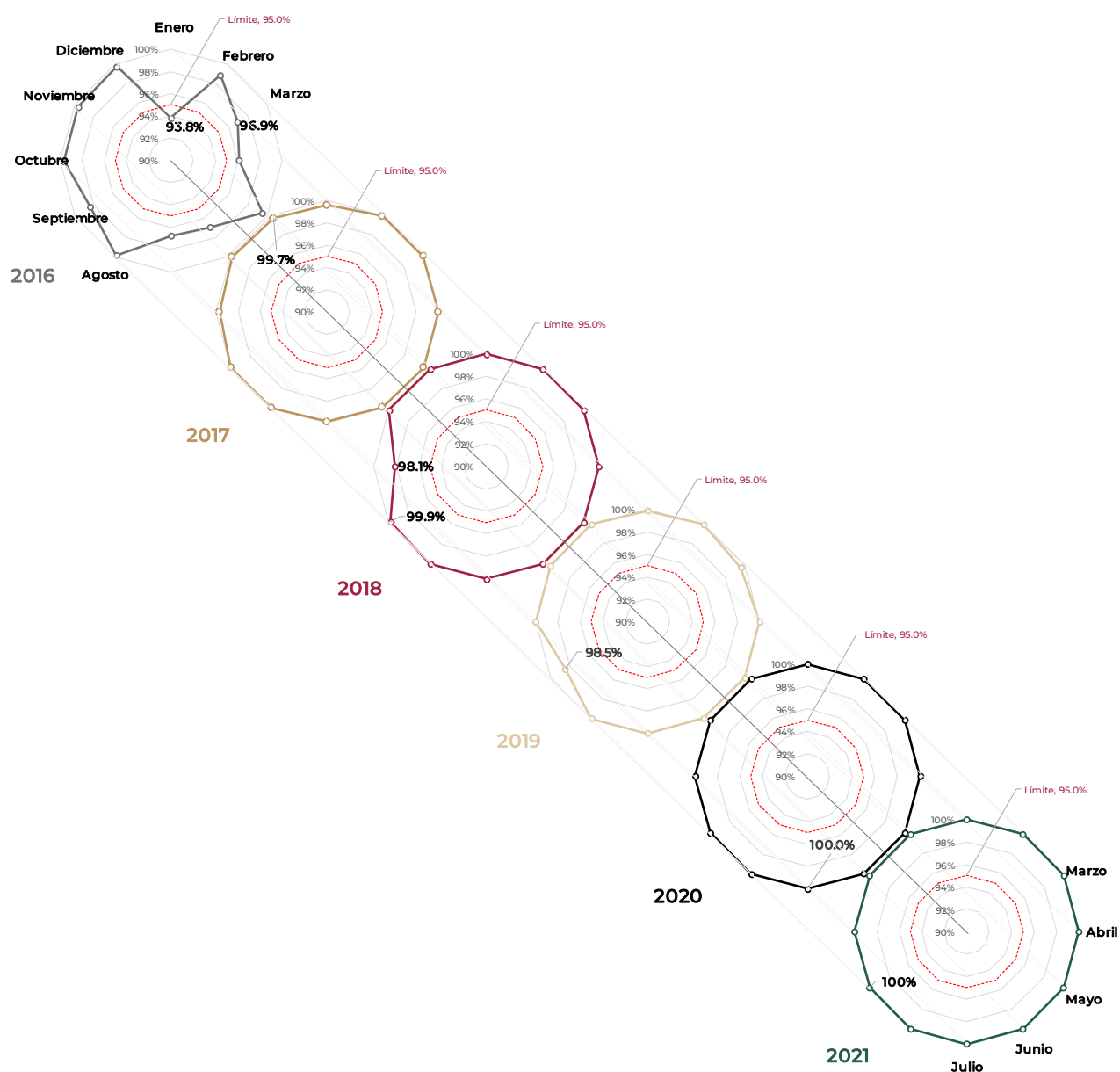
El ponderador utilizado fue la capacidad instalada en cada sistema

Figura 3. Evolución del índice MRO en el Sistema Baja California Sur, 2016-2021.
Valores con base mensual.



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

Figura 4. Evolución del índice MRO en el Sistema Mulegé, 2016-2021.
Valores con base mensual.



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

En la estimación del índice MRO del SEN, en la Tabla 6, se puede identificar como en los meses de verano, el efecto de las diferentes zonas de potencia se ve reflejado con una disminución y también se puede apreciar el efecto de la indisponibilidad de gas natural debido a factores climatológicos en febrero de 2021.

2.1.2. Frecuencia

Banda de frecuencia establecida en el Código de Red

En el SIN: 
59.8 – 60.2 Hz

En el SBCS y Mulegé:
59.7 – 60.3 Hz

Total de eventos de desviación de frecuencia en el SEN:
143

El control de frecuencia del SBCA es coordinado entre el CENACE y CAISO por la interconexión con el WECC 

En el Código de Red, se encuentra establecido el parámetro de frecuencia que debe observarse en las diferentes zonas de potencia del SEN. De esta manera, el SIN tiene establecida una banda de calidad de frecuencia en un rango comprendido entre 59.8 y 60.2 Hz. Siempre que el SIN se encuentre operando con una frecuencia entre dichos valores, el sistema se encontrará en EON. En los sistemas de Baja California Sur y Mulegé, la banda de frecuencia establecida para el EON está comprendida entre 59.7 y 60.3 Hz.

El CENACE como operador del SEN, es el responsable de garantizar que las diferentes zonas de potencia se encuentren operando dentro de los umbrales establecidos, tomando como premisa minimizar los periodos de tiempo que los diferentes sistemas operan fuera de las bandas de calidad establecidas para esta variable. De esta forma se evita que los diferentes equipos conectados al sistema, desde generadores hasta equipos, máquinas y motores de los centros de carga; operen protecciones de frecuencia y experimenten una operación anormal, que puede derivar en una pérdida de sincronismo, la pérdida en cascada de elementos o, en un caso extremo, colapsar totalmente el sistema. Las excursiones de frecuencia son generalmente ocasionadas por cambios súbitos de carga o pérdidas de generación, cuando estos sobrepasan los valores previstos por el operador del sistema.

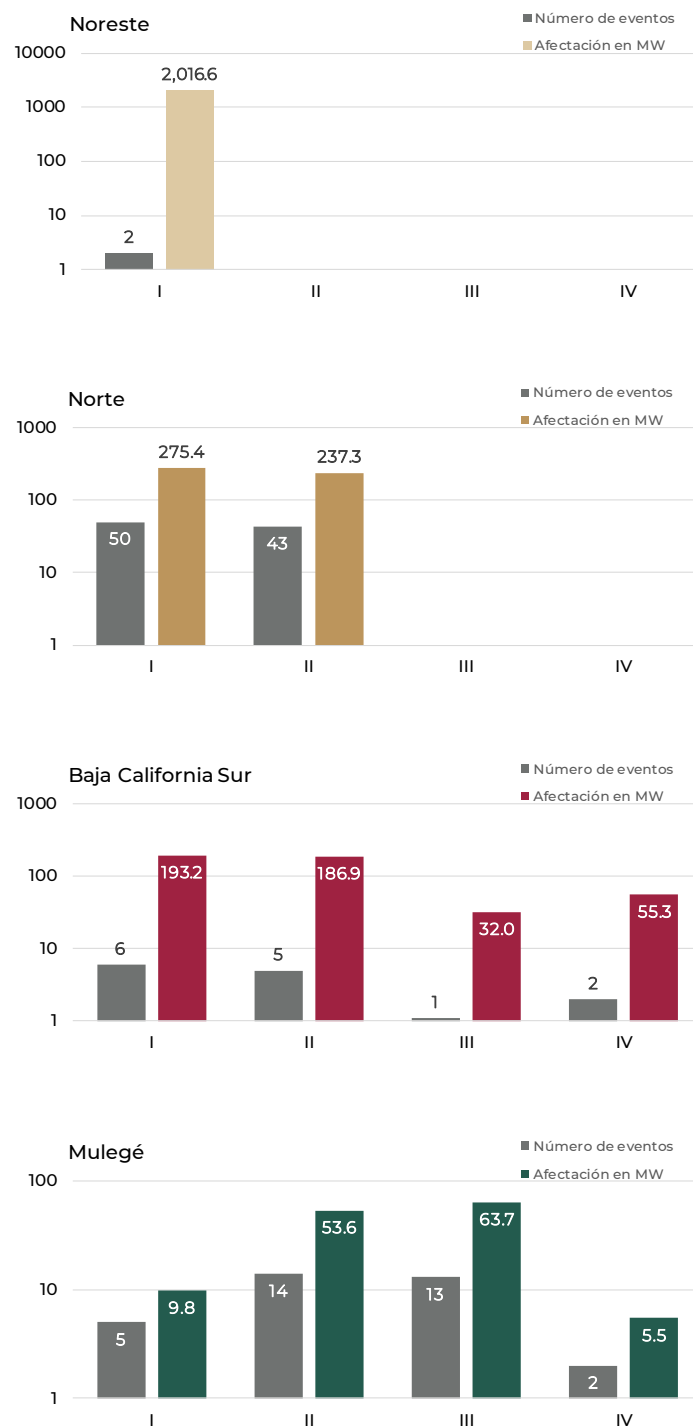
Para el caso del SBCA, el CENACE se coordina con el Operador Independiente del Sistema de California⁹ para el control de la frecuencia, esto como resultado de la interconexión síncrona que mantiene el sistema con el Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste¹⁰.

Los sistemas de Baja California Sur y Mulegé, dadas sus características, configuración y condición aislada, presentan históricamente desviaciones de frecuencia con registros fuera de la banda de calidad establecida. En los últimos tres años el SIN también ha presentado eventos de desviación de frecuencia en diferentes GCR; siendo en 2021 las GCR Norte y Noreste las que registraron desviaciones por debajo de la banda de frecuencia permitida. En la Figura 5 se muestran los eventos con desviación de frecuencia ocurridos en 2021 en el SEN y el acumulado de afectación correspondiente por trimestre.

⁹ CAISO, por sus siglas en inglés.

¹⁰ WECC, por sus siglas en inglés.

Figura 5. Eventos de desviación de frecuencia con afectación de carga en el SEN por GCR en 2021, base trimestral.



Nota: La escala de los ejes verticales es logarítmica, lo que permite visualizar de los eventos forma clara junto con la afectación.

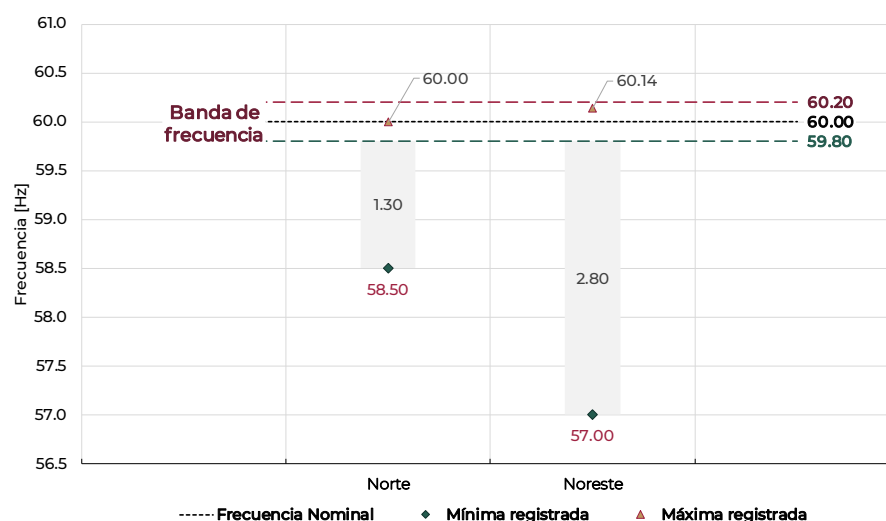
Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

En el SIN
la afectación
de carga por
el evento
climático en el
Trimestre I de
2021 fue
derivada de las
dos GCR
afectadas
(Noreste y
Norte):
2,292 MW



Los eventos suscitados en el primer trimestre de 2021 en la GCR Noreste obedecen a la operación de esquemas de protección del sistema por desviación de frecuencia (EPS 81) ante la salida parcial de la red en esta gerencia como consecuencia de la pérdida de generación por indisponibilidad de gas natural ante un evento climático que imposibilitó su suministro, alcanzando una afectación de carga de 2,016.6 MW. Además, este evento climático provocó 50 eventos de desviación de frecuencia de la GCR Norte con una afectación total de carga de 275.4 MW y los 43 eventos registrados en el segundo trimestre en la GCR Norte, tuvieron como causa la falla en un bus de la SE Moctezuma, los cuales sumaron una afectación de 237.3 MW en la zona de operación de transmisión Juárez. En la Figura 6 se muestran los valores máximos y mínimos alcanzados en las dos GCR del SIN que salieron de la banda de frecuencia.

Figura 6. Valores de frecuencia máxima y mínima de las GCR del SIN con desviación referida a la banda de frecuencia permitida en 2021.



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

En el SBCS, se registraron 14 eventos de desviación de frecuencia derivados todos de disparos o reducciones súbitas de generación de UCE, lo que derivó en la aplicación de EPS 81 en las zonas de Constitución, La Paz y Los cabos, siendo el evento de mayor duración en esta gerencia un disparo de generación en 4 unidades de la CE Punta Prieta que registró más de 32 minutos.

Por su parte, el Sistema Mulegé, reportó 34 eventos de desviación de frecuencia en 2021, de los cuales 4 se registraron en el primer trimestre derivados de fallas en el sistema de enfriamiento de una UCE de la CE Guerrero Negro Tres y 1 por falla en el sistema de combustible de la unidad 02 turbogás de emergencia Vizcaíno.

La GCR Noreste
experimentó
una excursión de
frecuencia
hasta un mínimo
de 57.0 HZ



Afectación de
carga por
eventos de
desviación de
frecuencia

En el SIN:
2,529 MW

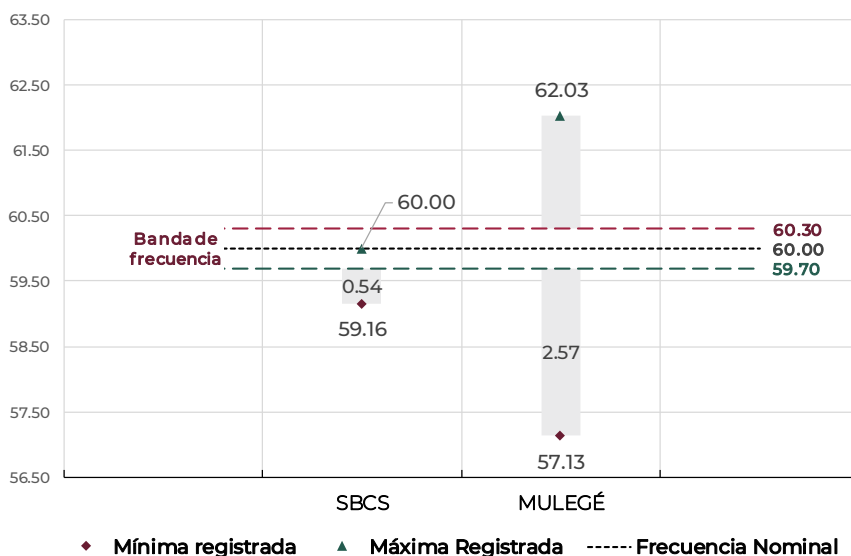


En el SBCS:
467 MW

En Mulegé:
133 MW

Estos eventos tuvieron una afectación de carga acumulada de 9.8 MW. Para el segundo trimestre se presentaron 13 eventos derivados de fallas en general y 1 evento por falla en la operación, la afectación total en ese trimestre fue de 53.6 MW, mientras que en el tercer trimestre se presentaron 13 eventos derivados de fallas en las centrales de generación y algunas por causas externas, todas ellas resueltas con mantenimiento de los equipos. En el cuarto trimestre del año sólo se suscitaron 2 eventos con una afectación de carga de 5.5 MW, uno asociado al sistema de enfriamiento de una UCE de la CE Guerrero Negro Tres y otro por una falla en la red. En la Figura 7 se muestran los valores de frecuencia máxima y mínima registradas del SBCS y el Sistema Mulegé en 2021.

Figura 7. Valores de frecuencia máxima y mínima del SBCS y el Sistema Mulegé con desviación referida a la banda de frecuencia permitida en 2021.



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE

Las características del sistema Mulegé y las tecnologías utilizadas para la generación eléctrica presentan importantes variaciones de frecuencia ante fallas de sistemas auxiliares de las UCE. El evento de mayor duración en este sistema se registró el 28 de agosto con una duración de 2 horas, derivado de una descarga atmosférica en la RNT dejando fuera una unidad turbogás.



2.1.3. Tensión

**Tensión de los
elementos de la
RNT: 69 y 400 kV**

**Banda de
Tensión: $\pm 5\%$
sobre el valor
nominal de
acuerdo con el
Código de Red**



Para preservar la confiabilidad y la calidad en la operación del SEN, el Código de Red establece que los elementos que componen la RNT deben operar a niveles de tensión nominal comprendidos entre 69 y 400 kV en sus sistemas de corriente alterna, en los enlaces de corriente directa y los enlaces internacionales asíncronos conectados en ese rango de tensión. Bajo esta premisa, se estableció una variación de $\pm 5\%$ de la tensión nominal como los límites operativos para los niveles de tensión comprendidos entre 69 y 400 kV. En la aplicación operativa de estos límites, en 2021 se presentaron diversos eventos de desviación de tensión con afectación de carga, los cuáles se presentan en la Figura 8 en un análisis trimestral, mostrando sólo las GCR del SIN que registraron este tipo de evento, asimismo, la Figura 9 muestra los eventos de esta naturaleza para el SBCA.

**Total de
eventos de
desviación de
Tensión en el
SEN:
115**

**Afectación de
carga por
eventos de
desviación de
Tensión**

**En el SIN:
2,098 MW**



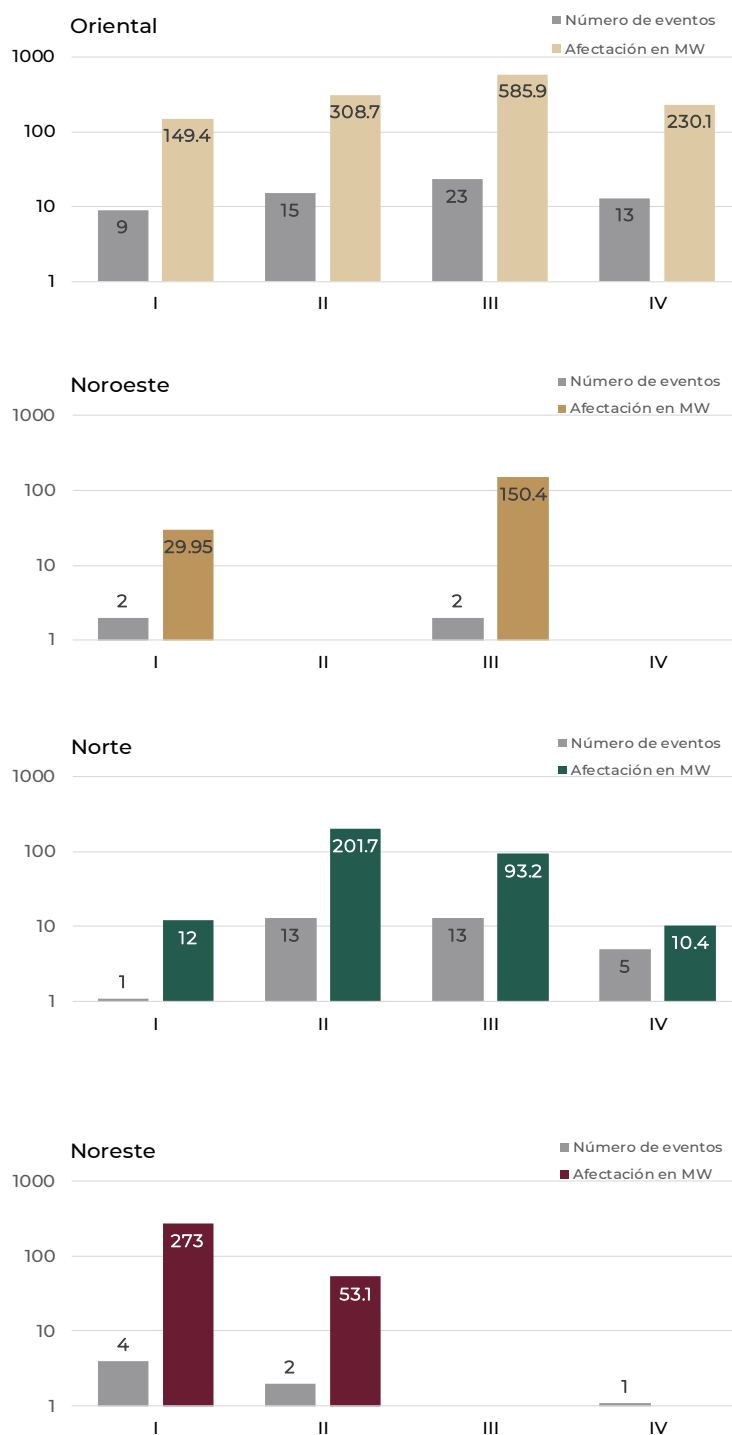
**En el SBCA:
330 MW**

A nivel SEN, en 2021 se presentó el nivel más bajo de tensión en la GCR Occidental con un valor de 0.465 p.u. en la red de 400 kV de la zona Aguascalientes lo que fue equivalente a 186 kV, valor que se presentó de forma transitoria sin registro de carga afectada. A su vez, este evento registró el nivel máximo de tensión en el SEN con un valor de 1.105 p.u. equivalente a 442 kV, este evento se presentó el día 15 de febrero de 2021 día en que se suscitaron diversos disturbios de frecuencia y tensión con afectación en las GCR del norte del país¹¹, por lo que una importante cantidad de eventos fueron resultado de un disparo automático de generación, dado por la indisponibilidad de gas natural en EUA debida a un fenómeno climatológico que bajó la temperatura a niveles que impidieron la operación normal de los ductos, generando distorsiones de precio en los mercados y alcanzando valores prohibitivos para la generación eléctrica. Lo anterior impactó la generación con este combustible en el territorio nacional dejando temporal y parcialmente sin energía algunos municipios del norte del país.

En el análisis por gerencia, la GCR Oriental, registró su menor tensión en la red de 115 kV con un valor de 0.87 p.u. equivalente a 100.05 kV en la costa de Guerrero, Oaxaca y Chiapas. Este nivel de tensión se presentó en 49 eventos a lo largo del año, siendo uno de los principales retos de esta gerencia, mismo que ha sido identificado en el diagnóstico operativo de la RNT por parte del CENACE y que en este año representó alrededor de 1,186 MWh de energía eléctrica no disponible a lo largo de 2021.

¹¹ Para mayor información consultar el siguiente vínculo:
<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2109>

Figura 8. Eventos de desviación de tensión con afectación de carga en el SIN por GCR en 2021, base trimestral.



Nota: La escala de los ejes verticales es logarítmica, lo que permite visualizar los eventos forma clara junto con la afectación.

Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

El evento de desviación de Tensión de mayor magnitud en el SIN:
GCR Occidental
1.105 p.u. / 440kV
(442 kV)

El evento de desviación de tensión de mayor duración en el SIN:
GCR Oriental
0.87 p.u. / 115 kV
(100.05 kV)

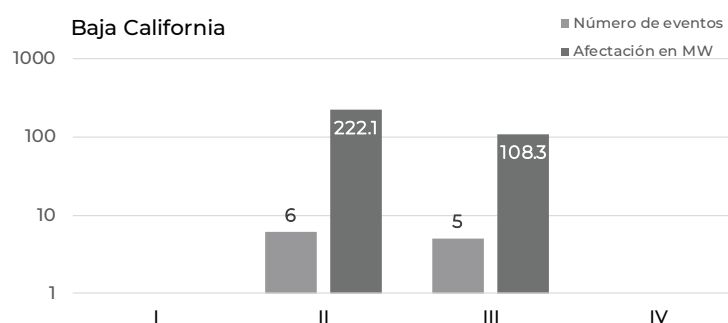
El evento de menor nivel de Tensión en el SBCA:
0.6965 p.u.
14 kV
(9.75 kV)
Zona - San Luis

La GCR Oriental no registró tensiones por arriba de la banda de tensión establecida y su evento de mayor duración se registró en la región costera en el nivel de 115 kV, con un valor de 100.05 kV durante más de 20 horas, con una afectación de carga de 32.03 MW que representó alrededor de 644 MWh de energía indisponible. Aun cuando la GCR Oriental es superavitaria en capacidad de generación, la problemática de su red costera en 115 kV, hace necesaria la recepción de transferencias de potencia de la GCR Occidental por la compuerta en la zona de Lázaro Cárdenas. En las zonas San Cristóbal, Tapachula, Tuxtla Gutiérrez y Tehuantepec también se presentaron eventos de baja tensión de menor afectación.

En la GCR Noroeste se presentaron 4 eventos a lo largo de 2021, de los cuáles el de menor nivel de tensión se registró en la zona de Culiacán en el tercer trimestre a un nivel de tensión nominal de 115 kV con un valor de 0.85 p.u. equivalente a 97.75 kV durante aproximadamente 4 horas, una afectación de 133.4 MW que representó 549.2 MWh de energía no disponible. Otras zonas con afectaciones menores en esta gerencia fueron Obregón, Navojoa y Hermosillo. Fue en esta zona que se presentó el evento con mayor tensión oscilando entre un valor de 1.104 p.u. (126.96 kV) y un valor p.u. 0.88 (101.2 kV), ambos en el nivel de tensión nominal de 115 kV durante 11 minutos el 15 de febrero de 2021.

En la GCR Norte, se presentaron un total de 32 eventos de desviación de tensión, todos con valores por debajo de la banda establecida. Las zonas operativas de transmisión Juárez, Camargo y Cuauhtémoc, registraron 21, 10 y 1 eventos, destacando uno de ellos por baja tensión con un valor de 0.86 p.u. en el nivel de 35 kV.

Figura 9. Eventos de desviación de tensión con afectación de carga en el SBCA en 2021, base trimestral.



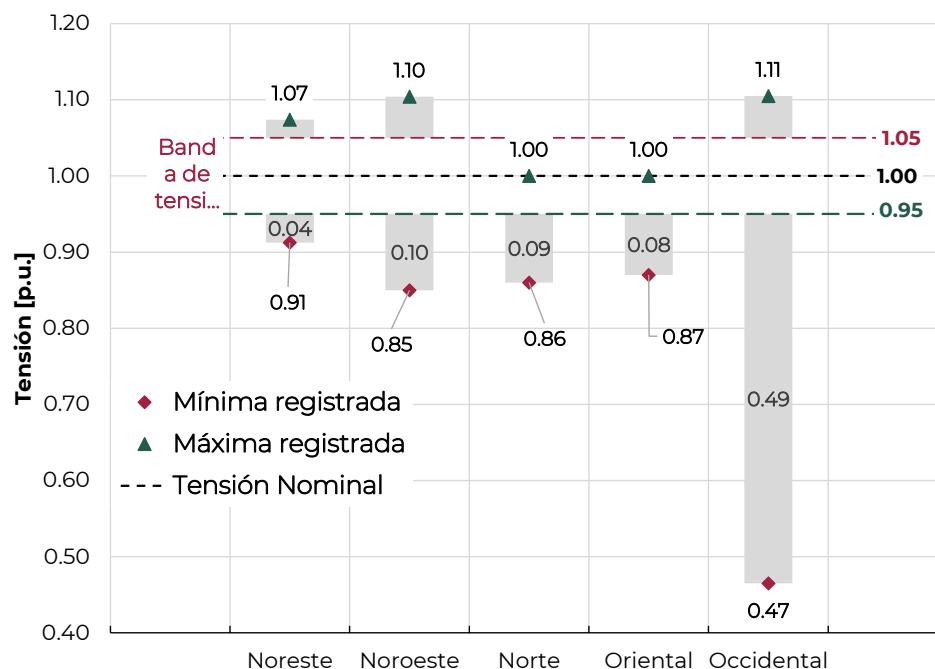
Nota: La escala de los ejes verticales es logarítmica, lo que permite visualizar de los eventos forma clara junto con la afectación.

Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

El evento de mayor duración fuera de la banda de tensión en la GCR Norte se registró el día 29 de agosto con un valor de 0.90 p.u. en el nivel de tensión de 35 kV equivalente a 31.5 kV durante 2 horas y 40 minutos teniendo una afectación de 5.7 MW que representó una energía indisponible de 15.2 MWh. La mayor cantidad de eventos de baja tensión en esta gerencia se registraron en el segundo y tercer trimestres. Esta gerencia redujo sus eventos de desviación de tensión en 23.8%, en comparación con lo registrado en 2020.

En la GCR Noreste se registraron 7 eventos de desviación de tensión en 2021, dos de ellos por alta tensión y 5 por baja tensión. El evento de mayor desviación por alta tensión registró un valor de 1.0739 p.u. en el nivel de 230 KV equivalente a 246.99 kV durante más de hora y media el 03 de febrero en Coahuila con 68.9 MWh de energía indisponible. Por otra parte, el evento de desviación de menor tensión tuvo un valor de 0.9125 en un nivel de tensión de 400 kV resultando una tensión de 365 kV con una duración de 22 minutos aproximadamente, teniendo una afectación de 79 MW lo que representó 29.4 MWh de energía indisponible en la zona de Montemorelos, derivado del evento climático que resultó en la salida de generación por falta de gas natural en el mes de febrero.

Figura 10. Valores de tensión máxima y mínima de las GCR del SIN con desviación referida a la banda de tensión permitida, 2021.



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE

Los 6 eventos de desviación de tensión de **Mayor Afectación (carga - energía)** en el SIN en 2021:

1. GCR Oriental
Baja Tensión
32.03 MW - 644.9 MWh
Costa Gro. y Oax.
2. GCR Noroeste
Baja Tensión
133.40 MW - 549.2 MWh
Zona Culiacán
3. GCR Oriental
Baja Tensión
53.71 MW - 143.1 MWh
Costa Gro. y Oax.
4. GCR Oriental
Baja Tensión
27.67 MW - 121.9 MWh
Costa Gro. y Oax.
5. GCR Oriental
Baja Tensión
55.41 MW - 110.7 MWh
Costa Gro. y Oax.
6. GCR Noreste
Alta Tensión
44.0 MW - 68.9 MWh
CE Eólica Coah.

La afectación de carga total por desviaciones de tensión en el SEN fue de **2,428.2 MW**

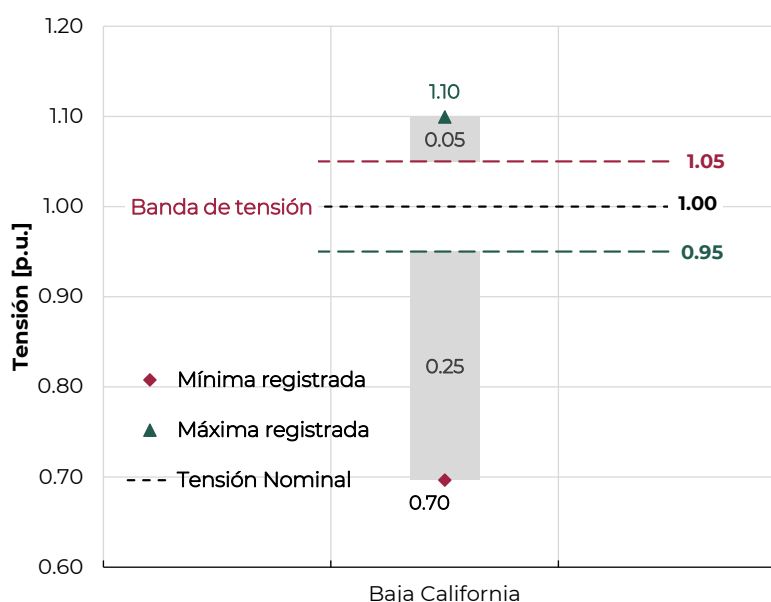
Las GCR con mayor cantidad de eventos de desviación de tensión en 2021:

Oriental
60 eventos
Norte
32 eventos
Baja California
11 eventos

La cantidad de eventos de desviación de tensión en 2021 **Incrementó 25% con relación a lo registrado en 2020**

Los eventos reportados en la GCR Baja California en 2021 incrementaron en 7 sucesos, totalizando 11 eventos de desviación de tensión, los cuáles se caracterizaron por oscilaciones entre máximos y mínimos en el lapso de duración registrado, de esta manera, el evento de mayor desviación de tensión registró un valor de 1.0992 p.u. en un nivel de tensión de 14 kV equivalente a 15.39 kV con una afectación de 27 MW dejando indisponible 11.6 MWh de energía en la zona de San Luis; además a lo largo de este evento se registró una desviación por baja tensión con un valor de 0.7382 p.u. en el mismo nivel de tensión equivalente a 10.33 kV. El evento de menor tensión en la GCR Baja California registró un valor de 0.6965 p.u. en el nivel de 14 kV equivalente a 9.751 kV con una afectación de 16.4 MW dejando indisponibles 9.5 MWh de energía en la zona de San Luis, asimismo, durante este evento se registró un valor de 1.0539 p.u. lo que resultó en una tensión de 14.75 kV; en general este evento tuvo una duración aproximada de 34 minutos.

Figura 11. Valores de tensión máxima y mínima de las GCR del SBCA con desviación referida a la banda de tensión permitida, 2021.



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

En resumen, en 2021 se registraron 115 eventos de desviación de tensión con interrupción de carga en el SEN, lo cual representó un total de 2,088.2 MWh indisponibles. La cantidad de eventos registrados en 2021 incrementó 25% en relación con lo reportado en 2020, de los cuáles 6.5% está asociado al evento climático del mes de febrero. Fue en la GCR Oriental donde se incrementó 57.8% el número de eventos con interrupción por desviaciones de tensión.

2.1.4. Indicadores de sustentabilidad

En seguimiento a los compromisos del sector eléctrico en material de sustentabilidad, la Comisión reporta el indicador de la Componente de Generación Limpia (CGL) que representa la integración de energía limpia a la matriz de generación de energía eléctrica con su correspondiente reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera. Este indicador presenta la fracción componente de la energía eléctrica generada en el SEN que tiene como origen una fuente de energía limpia con respecto al total de generación eléctrica en el SEN para cada año del periodo de análisis. En la Tabla 7 se muestra la evolución de este indicador para el periodo 2016-2021 y su tasa media de crecimiento anual.

Tabla 7. Evolución del Indicador de la Componente de Generación Limpia del SEN, 2016-2021.

2016	2017	2018	2019	2020	2021	TMCA 16-21 [%]
21.0%	21.4%	23.2%	23.5%	28.0%	30.5%	7.01

Datos de enero a diciembre de cada año. Los valores pueden diferir de otras publicaciones debido al uso de datos preliminares en algunos documentos.
Fuente: Elaborado por la Comisión con información del PRODESEN 2022-2036, SENER.

En 2021, de acuerdo con datos los del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036, la capacidad instalada en el SEN al 31 de diciembre de 2021 fue de 86,153 MW, de la cual 30,812 corresponde a la capacidad de generación con energía limpia, esto es, 35.7% de la capacidad instalada en el SEN puede utilizar energías limpias para la generación eléctrica. La incorporación de capacidad limpia en el SEN tomó como base tecnológica para 2021 las centrales eólicas y solares fotovoltaicas principalmente registrando incorporaciones menores de centrales que operan con bioenergía, por lo que el incremento de capacidad limpia representó un 5.1% en el último año reportado.

Con base en lo anterior, la generación de energía eléctrica en el SEN en 2021 fue de 323.5 GWh de la cual la proveniente de tecnologías limpias fue de 98.8 GWh equivalente a 30.5%. Esto representa un incremento de 3.4 puntos porcentuales con relación a lo reportado en 2020, por lo que la tasa media de crecimiento anual registra un incremento de 0.41 puntos porcentuales, alcanzando un valor de 7.01% para el periodo 2016-2021.



Indicadores de sustentabilidad

Representan el grado de participación de las tecnologías limpias en la generación de energía eléctrica del SEN



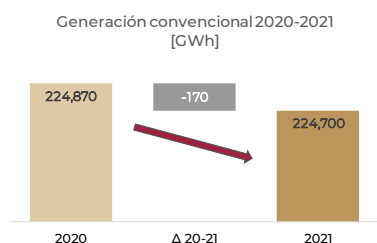
La capacidad instalada con tecnologías limpias: **35.7%**



La CGL del SEN en 2021: **30.5%**

La TMCA de la CGL en el periodo 2016-2021: **7.01%**

La generación de energía eléctrica en el SEN con Tecnologías Convencionales muestra una tendencia de disminución desde 2018



La generación de energía eléctrica en el SEN con Tecnologías Limpias muestra una tendencia de incremento desde 2016

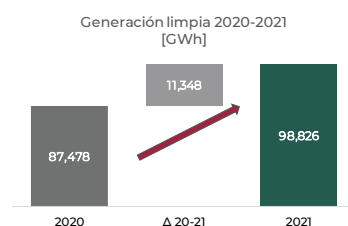
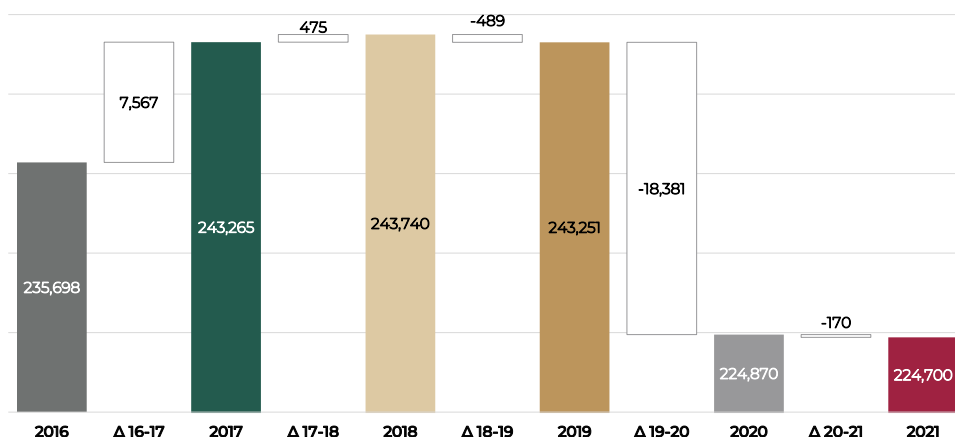


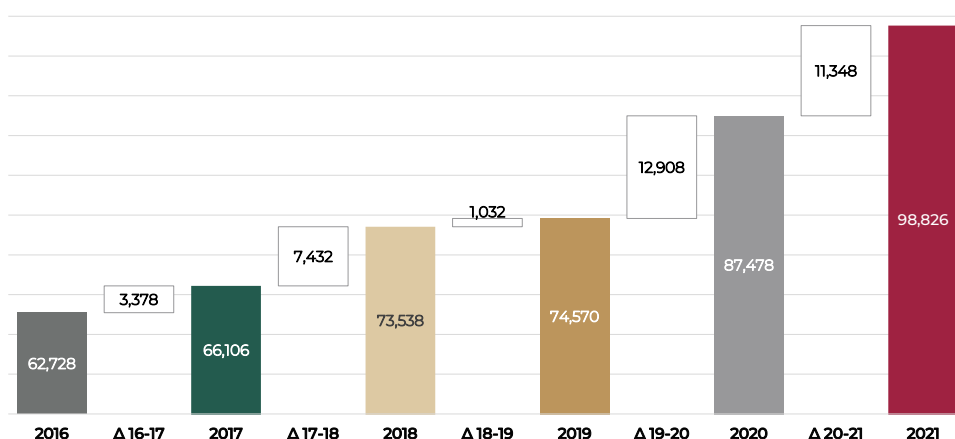
Figura 12. Evolución de la generación de energía eléctrica convencional en el SEN, 2016-2021. [GWh]



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del PRODESEN de varios años publicado por SENER.

La Figura 12 muestra la evolución de la generación de energía eléctrica con tecnologías convencionales integrada por la energía eléctrica proveniente de centrales de ciclo combinado, térmicas convencionales, turbogás, de combustión interna y carboeléctricas; cuya tendencia de reducción se ha acentuado en los últimos 3 años. En complemento, la generación con energías limpias ha registrado un incremento gradual de su participación en el SEN como se muestra en la Figura 13, derivado del incremento de generación con centrales hidroeléctricas, fotovoltaicas y eólicas principalmente.

Figura 13. Evolución de la generación de energía limpia en el SEN, 2016-2021. [GWh]



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del PRODESEN de varios años publicado por SENER.

La participación de la generación con tecnologías de energía limpia registró un incremento de 13.0% en relación con lo reportado en 2020, resultado de los aumentos de 29.5% de energía generada en centrales hidroeléctricas, de 26.2% en solares fotovoltaicas y de 70% en centrales eólicas, cabe señalar que la generación de la CE Laguna Verde incrementó 6.8% en 2021.

Otro de los indicadores de sustentabilidad reportado por la Comisión, está relacionado con las emisiones de bióxido de carbono (CO₂) asociadas a las tecnologías de generación eléctrica en el SEN. Con una periodicidad anual, la Comisión reporta el Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional, con fundamento en el Artículo 12 del Reglamento de la Ley de Transición Energética. El indicador muestra el total de emisiones de CO₂ en toneladas por cada millón de watts-hora de energía eléctrica generada en el SEN. Este valor se relaciona con la energía eléctrica generada con tecnologías convencionales de tal manera que, si incrementa el indicador, será resultado de un incremento en la proporción de generación eléctrica proveniente de tecnologías convencionales que utilizan combustibles fósiles. En la Tabla 8 se muestra la evolución del Factor de Emisión para el periodo 2016-2021.

Tabla 8. Factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, 2016-2021
[Ton CO₂/MWh]

2016	2017	2018	2019	2020	2021	Δ 20-21 [%]
0.458	0.582	0.527	0.505	0.494	0.423	-14.4%

Fuente: Elaborado y publicado por la Comisión.

En 2021, el factor de emisión del SEN registró una reducción de 14.4% en relación con lo reportado en 2020, esto fue resultado de la reducción de generación con centrales carboeléctricas (-30.5%) y de combustión interna (-28.5%), que reportaron importantes reducciones de generación, la energía generada con unidades turbogás aumentó de forma importante con un 37.8% y la proveniente de las centrales de ciclo combinado incrementó 1.1%, razón por la cual la reducción de emisiones fue moderada.

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).

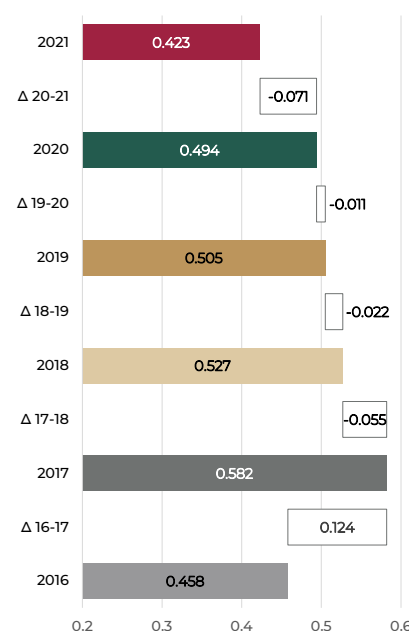
El Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional en 2021:

0.423

Ton CO₂/MWh

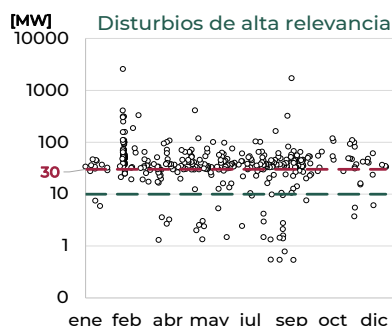
Entre 2020 y 2021, este Factor disminuyó **14.4%**

Evolución del Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2021

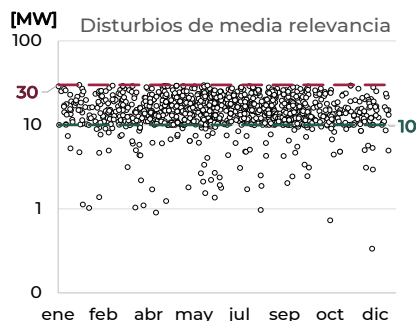


Disturbios con interrupción de carga en 2021. (Afectación)

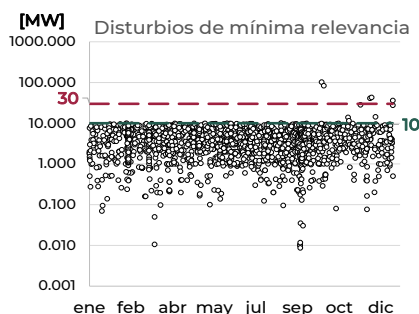
Alta relevancia:
AR > 30 MW



Media relevancia:
30 > MR ≥ 10 MW



Mínima relevancia:
MNR < 10 MW



2.2 Disturbios en el SEN

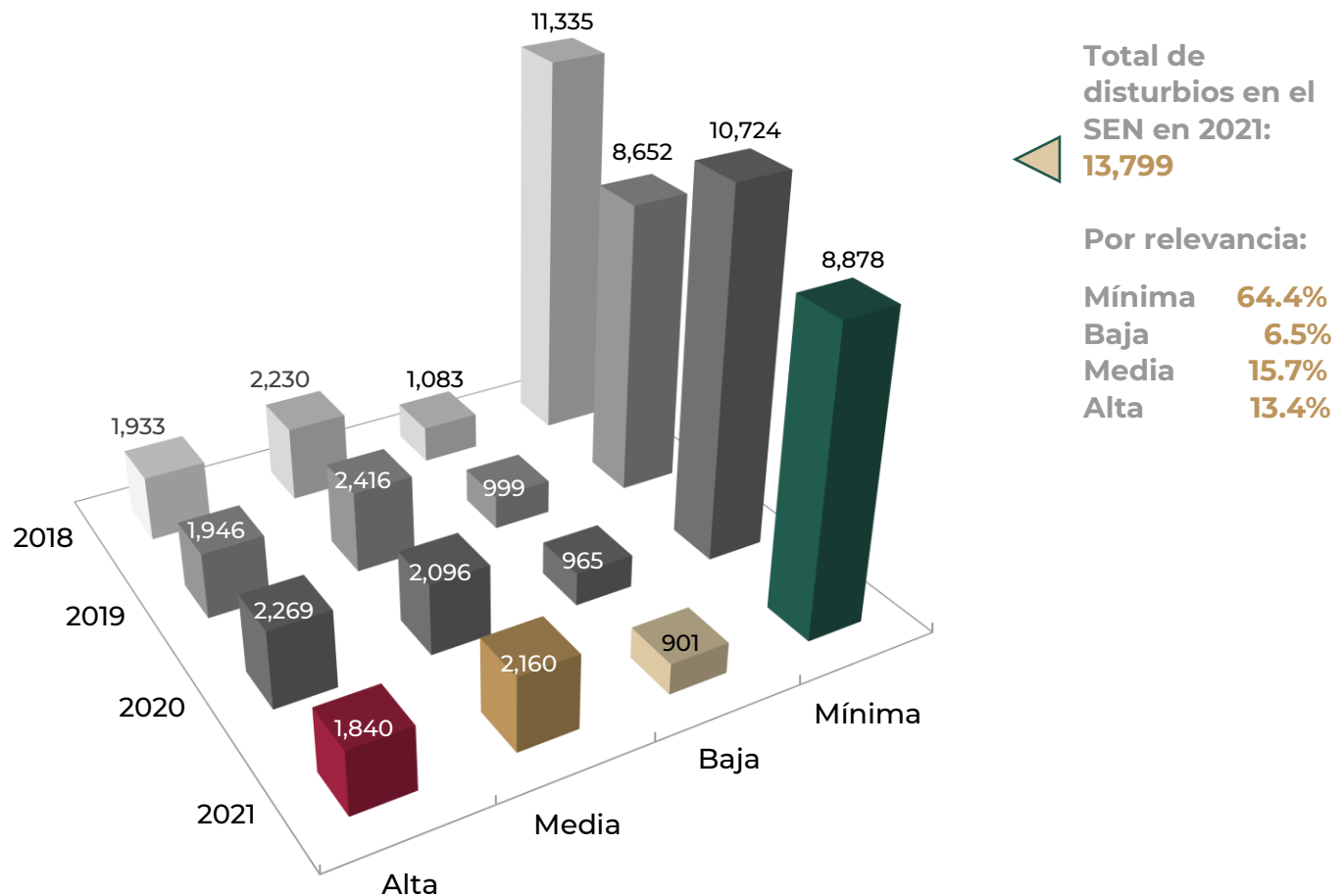
De acuerdo con las definiciones contenidas en el Código de Red, un disturbio es la alteración de las condiciones normales del SEN que lo afecta total o parcialmente y que puede llegar a producir una interrupción en el suministro eléctrico. Para un mejor análisis y seguimiento, en el Código de Red se establecen cuatro categorías, las cuáles se enuncian a continuación:

- 1. Disturbios de alta relevancia.** Integrados por: 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.** Catalogados como: 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.** Conformados por: 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.** Que agrupan: 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.

A lo largo de 2021, se presentaron un total de 13,779 disturbios en el SEN, de los cuáles 3,499 derivaron en interrupciones de carga. De acuerdo con la clasificación antes descrita, en este año se registraron 1,840 disturbios de alta relevancia, cifra 18.9% menor a la registrada en 2020, mientras que los disturbios de media relevancia incrementaron 3.1% alcanzando 2,160 eventos, 64 más de los reportados el año anterior. En cuanto a los disturbios de baja y mínima relevancia, ambos presentaron reducciones de 6.6% y 82.7%

y totales de 901 y 8,878 eventos, respectivamente. En la Figura 14 se muestra su evolución para el periodo 2018-2021.

Figura 14. Número de disturbios en el SEN clasificados por relevancia, 2018-2021.



Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

De manera general, la tendencia de los disturbios para el periodo 2018-2021 es de reducción, ya que presenta una tasa media de reducción anual de 6.0% siendo los eventos de baja y mínima relevancia los de mayor reducción con tasas medias de reducción anuales de 5.9% y 7.8%, respectivamente.

Del total de disturbios reportados, el 64.4% corresponde a los de mínima relevancia con 8,878 eventos de los cuales sólo 1,955 registraron interrupción del suministro eléctrico con afectación de carga total de 7.3 GWh; para el caso de los disturbios de baja relevancia, se presentaron 901 eventos donde sólo 1 de ellos en el sistema Mulegé registró interrupción de carga.

La tendencia de cambio de los disturbios es de disminución con una TMCA de -6.0% para el periodo 2018-2021

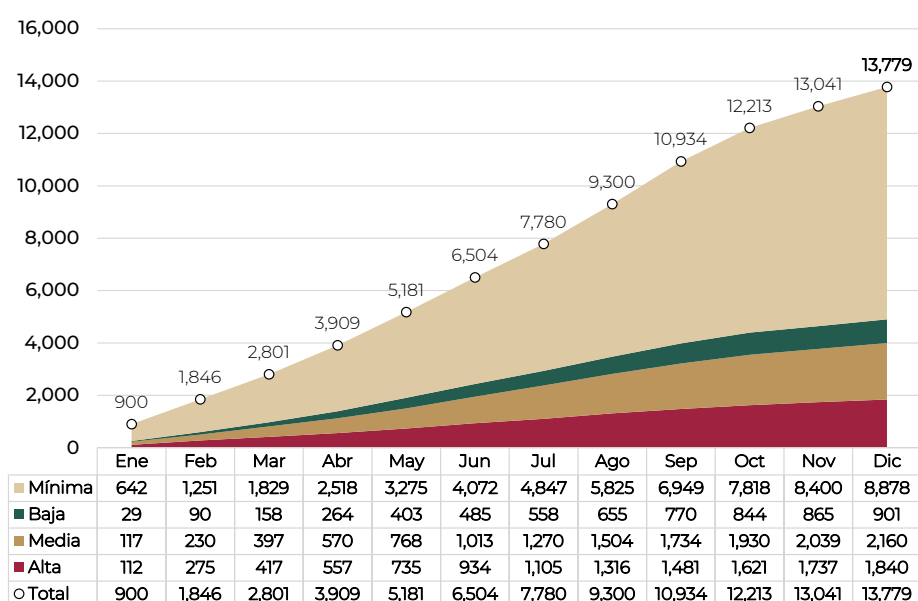
En los disturbios con relevancia media, de los 2,160 reportados, 1,138 registraron interrupción de suministro con una afectación de carga de 12.7 GWh. En el caso de los disturbios de alta relevancia, por sus características, la afectación total fue de 319.8 GWh derivada de 405 eventos con interrupción en el suministro eléctrico.

De acuerdo con las cifras mostradas, 2021 se presentó como el año de menor cantidad de disturbios dentro del periodo 2018-2021, quedando por debajo de lo registrado en 2019 cuando se reportaron 14,013 eventos en total.

Las condiciones climáticas en los meses cálidos incrementan la frecuencia de los disturbios en el SEN



Figura 15. Evolución mensual acumulada de los disturbios del SEN por relevancia, 2021.



Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

En su evolución mensual durante 2021, los meses que acumulan más del 68% del total de disturbios son los comprendidos desde abril hasta octubre, registrando los mayores incrementos en los meses de abril, mayo, agosto y septiembre. En la Figura 15 se muestra el acumulado de disturbios por relevancia durante 2021.

2.2.1. Estados Operativos de Alerta y de Emergencia del SEN

El CENACE durante la operación del SEN mantiene una estricta vigilancia de las variables operativas que, de acuerdo con lo establecido en Código de Red, definen su estado operativo. Cuando las variables tales como tensión, ángulos, frecuencia, entre otras, se encuentran dentro de los límites operativos establecidos y además se cuenta con suficiente capacidad de transmisión y transformación para mantener la confiabilidad del SEN ante la contingencia sencilla más severa que pudiera presentarse, sin pérdida de elementos, de equipos asociados ni de carga, se dice que el sistema se encuentra en EON.

Es decir, un sistema en el EON, ante condiciones posteriores al suceso de la contingencia sencilla más severa, su equipo eléctrico debe mantenerse operando dentro de los límites permisibles, tanto operativos como de diseño y sin pérdida de carga.

Ahora, cuando el SEN continua operando estable, sin la acción de los esquemas de control suplementarios y ante la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa se puede llevar al sistema a una condición con riesgo potencial de inestabilidad, entonces se dice que el sistema se encuentra en EOA.

Se puede decir que el EOA es el límite operativo antes de entrar al EOE donde la ocurrencia de una contingencia sencilla más severa conducirá al SEN a una condición de inestabilidad y su operación requerirá de la ejecución de acciones remediales.

En 2021, el SEN registró un total de 2,293 estados operativos diferentes al normal, lo que representa un incremento de 23.3% en relación con lo reportado en 2020. Este incremento derivó de los aumentos de 20.0% en los EOA y de 141.2% en los EOE para el mismo periodo. En el análisis del periodo 2017-2021, los EOA registran una tasa media de crecimiento anual de 17.1%, mientras que los EOE reportan una tasa de 29.3%, así el total de estados operativos diferentes al normal muestra una tendencia creciente con una tasa media de crecimiento de 17.6%. En la Tabla 9 se muestra la evolución de los estados operativos del SEN para el periodo 2016-2021.

Los Estados Operativos del SEN

Los determina el CENACE conforme a las condiciones que guardan las variables eléctricas del Sistema y las condiciones de suficiencia de capacidad de los elementos de transmisión y transformación

Los Estados Operativos diferentes al Normal en 2021 registraron un incremento de 23.3% en relación con lo registrado en 2020.

Los EOA en el SEN en 2021 representaron **94.6%** del total de Estados Operativos diferentes al normal

La compuerta de transmisión **Malpaso-Tabasco** tuvo la mayor incidencia de **EOA en 2021**, debido al déficit de generación y de gas natural en la GCR Peninsular

En 2021, la falta de infraestructura en la RNT fue la causa principal de los Estados Operativos de Alerta en el SEN derivados de la congestión de corredores de Transmisión

Tabla 9. Estados Operativos de Alerta y Emergencia en el SEN, 2016-2021.

Estado Operativo	2016 ¹	2017	2018	2019	2020	2021	Δ 20-21	Participación 2021	TMCA ² 17-21
de Alerta	228	1,156	1,404	1,823	1,808	2,170	20.0%	94.6%	17.1%
de Emergencia	35	44	77	108	51	123	141.2%	5.4%	29.3%
Total	263	1200	1481	1931	1859	2293	23.3%	100.0%	17.6%

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

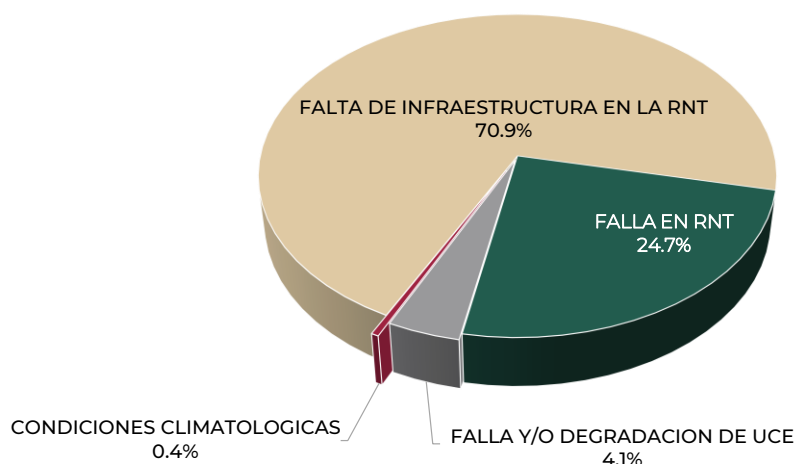
² La tasa media de crecimiento anual (TMCA) fue calculada tomando 2017 como año base.

Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

Del total de estados operativos diferentes al normal suscitados en 2021, 2,170 fueron EOA equivalentes a 94.6% que derivaron de las condiciones de la RNT ante la recuperación de la demanda posterior a la contingencia sanitaria derivada del SARS CoV-2 en 2020, encontrando retos importantes en algunos corredores de transmisión entre las GCR del norte del país, los enlaces del norte hacia el centro y de la GCR Oriental a la Peninsular.

Las causas por las cuales se suscitaron los EOA en 2021 fueron mayoritariamente problemas de falta de infraestructura en la RNT que representaron el 70.9% del total con 1,538 EOA, mientras que el 24.7% de estos tuvieron como causas fallas en la RNT, sumando 535 EOA. Asimismo, las fallas o degradaciones de Unidades de Centrales Eléctricas (UCE) representaron 4.1% con 88 EOA y las condiciones climatológicas originaron 9 EOA equivalentes a un 0.4% del total. La Figura 16 muestra las causas de los EOA en el SEN y su participación sobre el total registrado en 2021.

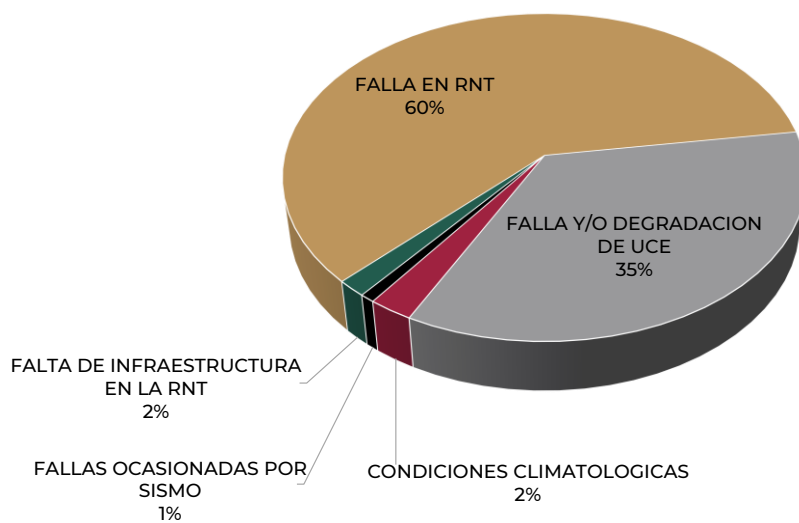
Figura 16. Principales causas de los Estados Operativos de Alerta (EOA) en el SEN, 2021. Participación porcentual.



Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

Para los 123 EOE reportados en 2021, dadas las características que los definen, las causas que les dieron origen cambian su proporción respecto de los EOA debido a que la contingencia sencilla más severa suele ser una falla que compromete la confiabilidad de la red, de esta manera, las fallas en la RNT originaron 74 EOE, equivalentes al 60.0% y las fallas de las UCE generaron 43 EOE, correspondientes al 35% del total de EOE reportados. Sólo estas dos causas representan el 96% de EOE del SEN. Además hubo cinco eventos que derivaron en EOE, 3 por condiciones climatológicas, 2 por falta de infraestructura en la RNT y 1 derivado de un sismo. La Figura 17 muestra la participación de las causas de los EOE en el SEN registrados en 2021.

Figura 17. Principales causas de los Estados Operativos de Emergencia (EOE) en el SEN, 2021. Participación porcentual.



Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

De manera general, las causas de los estados operativos diferentes al normal en el SEN fueron la falta de infraestructura, las fallas en la RNT, la degradación de UCE y las fallas de UCE; en menor medida se reportaron condiciones climatológicas adversas y esta vez un EOE por sismo, por lo que ambas causas sólo representaron el 0.6% del total. La Figura 18 muestra, de manera general, las causas de todos los estados operativos diferentes al normal en el SEN en 2021, donde puede apreciarse que los EOA al representar más del 94% del total refleja la proporción de sus causas sobre el resto de los eventos.

En 2021, fueron 123 los Estados Operativos de Emergencia en el SEN.

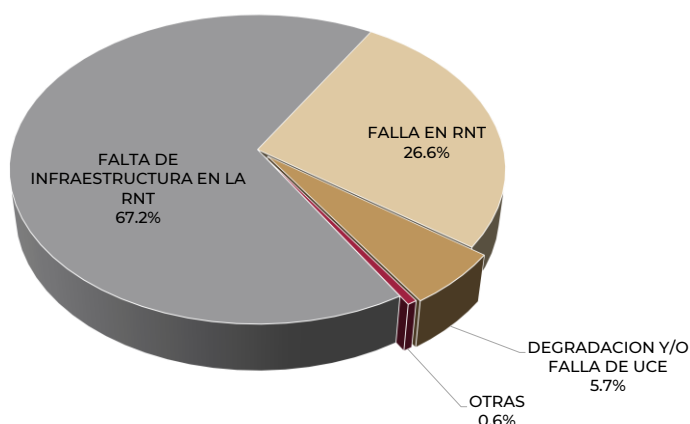
Los EOE representaron **5.4%** del total de Estados Operativos diferentes al normal

Las principales causas de los **EOE** en 2021 fueron las **fallas en la RNT**, así como las **fallas y degradaciones de las UCE**.

Figura 18. Principales causas de los estados operativos diferentes al normal (EOA y EOE) del SEN, 2021. Participación porcentual.

La falta de infraestructura en la RNT refiere a elementos en congestión u operando sobre su límite.

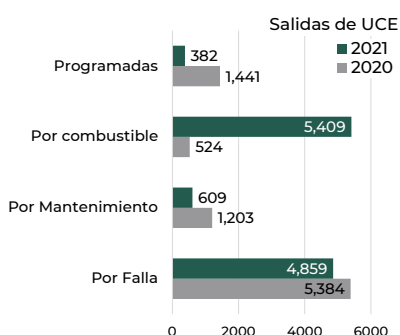
La falla en la RNT es la salida de elementos de transmisión



Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

Mediante proyectos de infraestructura identificados por el CENACE e instruidos por SENER, se amplía y moderniza al SEN con la finalidad de disminuir la cantidad de EOA y EOE, objetivo que será visible una vez implementados. En cuanto a los casos fortuitos o de fuerza mayor, siempre habrá posibilidad de eventos que impliquen activar esquemas remediales con la finalidad de salvaguardar el sistema de afectaciones mayores.

Las salidas de UCE por combustible reportadas por el CENACE incrementaron más de 9 veces en el último año



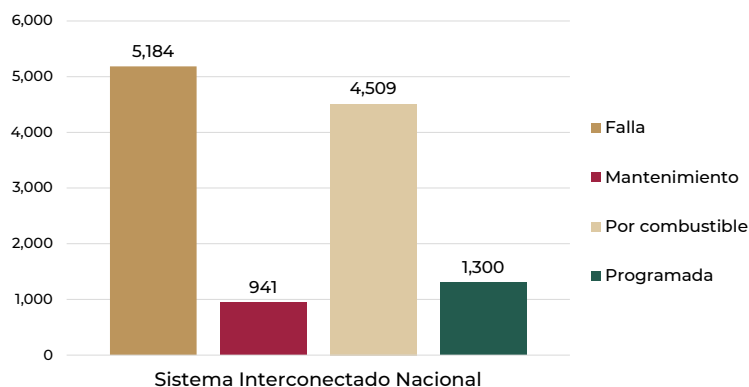
2.2.2. Salidas de Unidades de Central Eléctrica

Algunos eventos requieren de seccionamientos de red o la salida de operación de UCE de forma coordinada y ordenada mediante licencias e instrucciones del CENACE, responsable de la operación segura y confiable del SEN. Bajo este contexto, 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 mantenimiento conciliado con el CENACE, serán consideradas como salidas de emergencia bajo el concepto de salida forzada, de acuerdo con los lineamientos de programación de salidas y administración de licencias incluidos en el Código de Red.

En 2021, el total de salidas de UCE reportadas en el SEN fue de 15,152 la cual es 77.2% mayor a la registrada en 2020. Este incremento se debe a una importante cantidad de salidas de UCE por degradación asociada al combustible o energético primario, ya que las salidas por mantenimiento, por falla y programadas tuvieron reducciones de 49.4%, 9.8% y 73.5% respectivamente. La indisponibilidad de gas natural, derivada del evento climático presentado en febrero, fue la causa principal para el incremento de las salidas de UCE en 2021.

En el análisis por sistema, el número de salidas de UCE que reportó el SIN de acuerdo con la cantidad de centrales de generación instaladas, fue de 11,934. Esta cifra se asoció a la indisponibilidad de combustible y la degradación de capacidad inherente, así como por falla, en esta última clasificación se reportaron 5,184 salidas de UCE cantidad 9.2% mayor a la registrada en 2020. Dada la composición del parque de generación en el SIN, la falta de gas natural registrada en el mes de febrero de 2021, impactó en la cifra de salidas de UCE.

Figura 19. Salidas de Unidades de Central Eléctrica y sus causas. SIN, 2021.



Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

En las salidas de UCE por combustible se agrupan todas las tecnologías térmicas que usan combustibles fósiles y éstos registraron una indisponibilidad, asimismo integran hidroeléctricas afectadas por control de su embalse y reducciones de capacidad asociadas al mismo; también se adicionaron UCE eólicas y solares fotovoltaicas indisponibles y aquellas con generación por debajo de su pronóstico y UCE de centrales geotérmicas y nucleoelectricas por degradación de capacidad asociada a su fuente de energía.

En el SBICA, se registraron 2,321 salidas de UCE (véase Figura 20), de las cuáles 1,678 tuvieron como causa indisponibilidad o degradación por combustible, de acuerdo con lo indicado en el párrafo anterior; en cuanto a las salidas por falla de UCE se reportó un total de 309, además de 271 salidas por mantenimiento y 63 salidas programadas, todas al cierre de 2021.

El SBIS reportó 608 salidas de UCE (véase Figura 21), que de acuerdo con las tecnologías de generación de las que dispone, han registrado en los últimos 3 años problemas por falla, escasez de combustibles y degradación de unidades. En 2021, este sistema alcanzó 399 salidas por falla, cifra mayor en 90 salidas con respecto al año anterior. Las salidas de UCE asociadas al combustible o degradación sumaron 172, cifra alta en relación con las 4 que se reportaron en 2020.

El número de salidas de UCE es la cantidad de veces que una o varias UCE se desconectan del sistema.

La duración de una salida de UCE puede ser por segundos o hasta meses

Salidas de UCE en SBICA, SBIS y Mulegé en 2021 por categoría

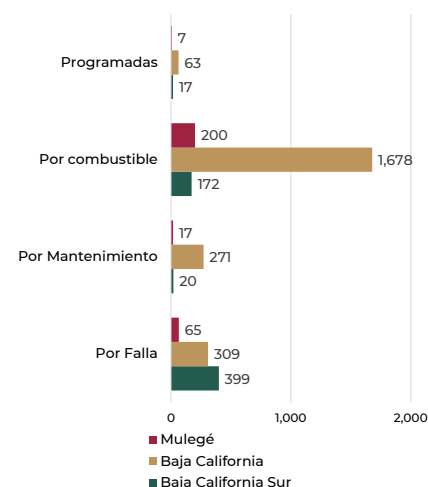
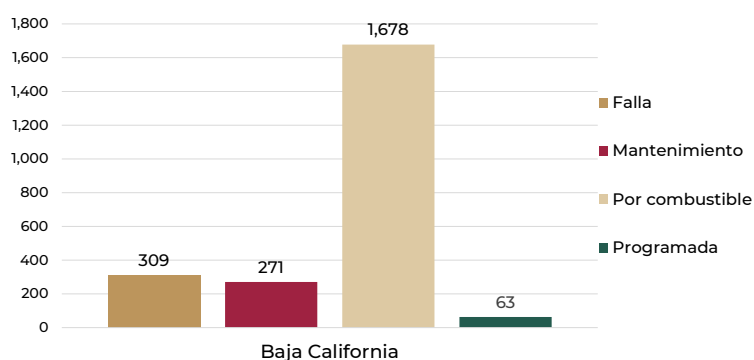
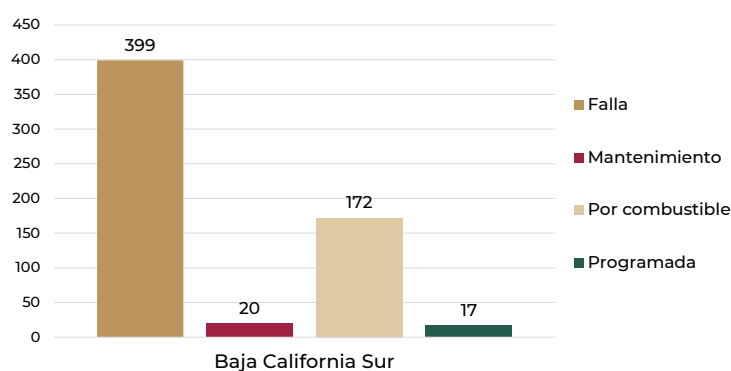


Figura 20. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el sistema Baja California, 2021.



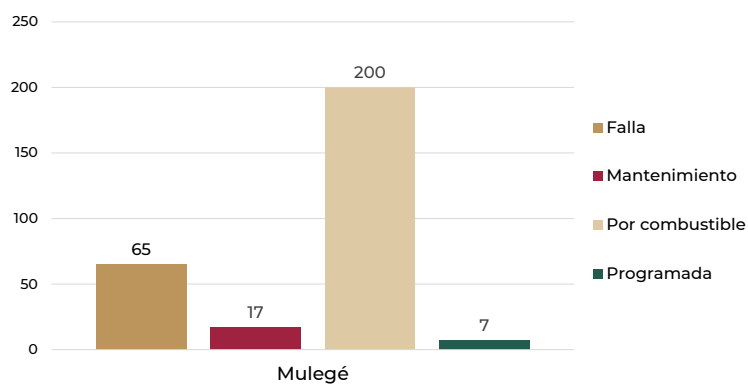
Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

Figura 21. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el sistema Baja California Sur, 2021.



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

Figura 22. Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el sistema Mulegé, 2021.



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

El sistema Mulegé reportó 289 salidas de UCE en 2021, las cuales adicionaron 200 salidas en relación con lo reportado en 2020. La integración de salidas por degradación de unidades a la categoría de combustible se vio reflejada directamente con 200 salidas y en el caso de categoría por falla se registraron 65 salidas, así como 17 por mantenimiento donde ambos valores son mayores comparados con los registrados en 2020. Las centrales con más salidas por falla en este sistema fueron las CE Guerrero Negro Dos y Guerrero Negro tres con tecnología de combustión interna. La Figura 22 ilustra el total de salidas de UCE para 2021 en el sistema Mulegé.

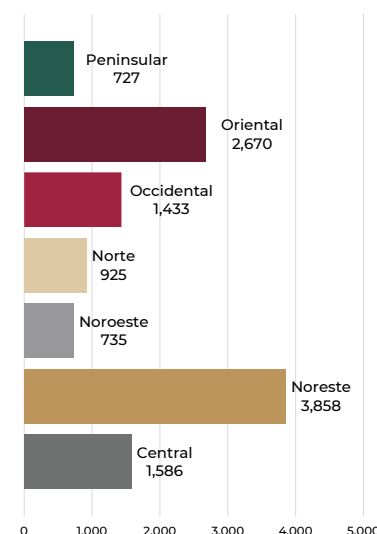
Salidas de UCE en el SIN por GCR en 2021

Una forma de asociar las problemáticas identificadas en los diferentes análisis y diagnósticos del SIN es revisar los eventos que se suscitan en las diferentes GCR que lo componen y para este caso, a las salidas de UCE se pueden asociar algunos disturbios ocurridos a lo largo de 2021. Como ya se ha mencionado, un evento climático registrado el 15 de febrero de 2021 produjo una interrupción en el suministro de gas natural a la red nacional de gasoductos que derivó en una importante cantidad de salidas de UCE por falta de combustible y por degradación en el norte del país, principalmente en las GCR Noreste y Norte.

En 2021 se registraron 11,934 salidas de UCE en las GCR que componen el SIN, que comparado con lo reportado en 2020, representan un incremento de 55.8%. En la clasificación por causa, las salidas por falla representaron 43.4%, por combustible un equivalente a 37.8%, las que fueron programadas un 10.9% y aquellas con licencia por mantenimiento 7.9%. Como se ha mencionado, el número de salidas por combustible presentó un incremento superior a 8.5 veces lo reportado el año anterior, lo que indica la magnitud del evento climático registrado y su afectación al SIN. Para 2021, las salidas de UCE por falla incrementaron 9.2%, mientras que las salidas programadas aumentaron 0.9%. Solo se reportó una disminución de 18.5% en las salidas por mantenimiento.

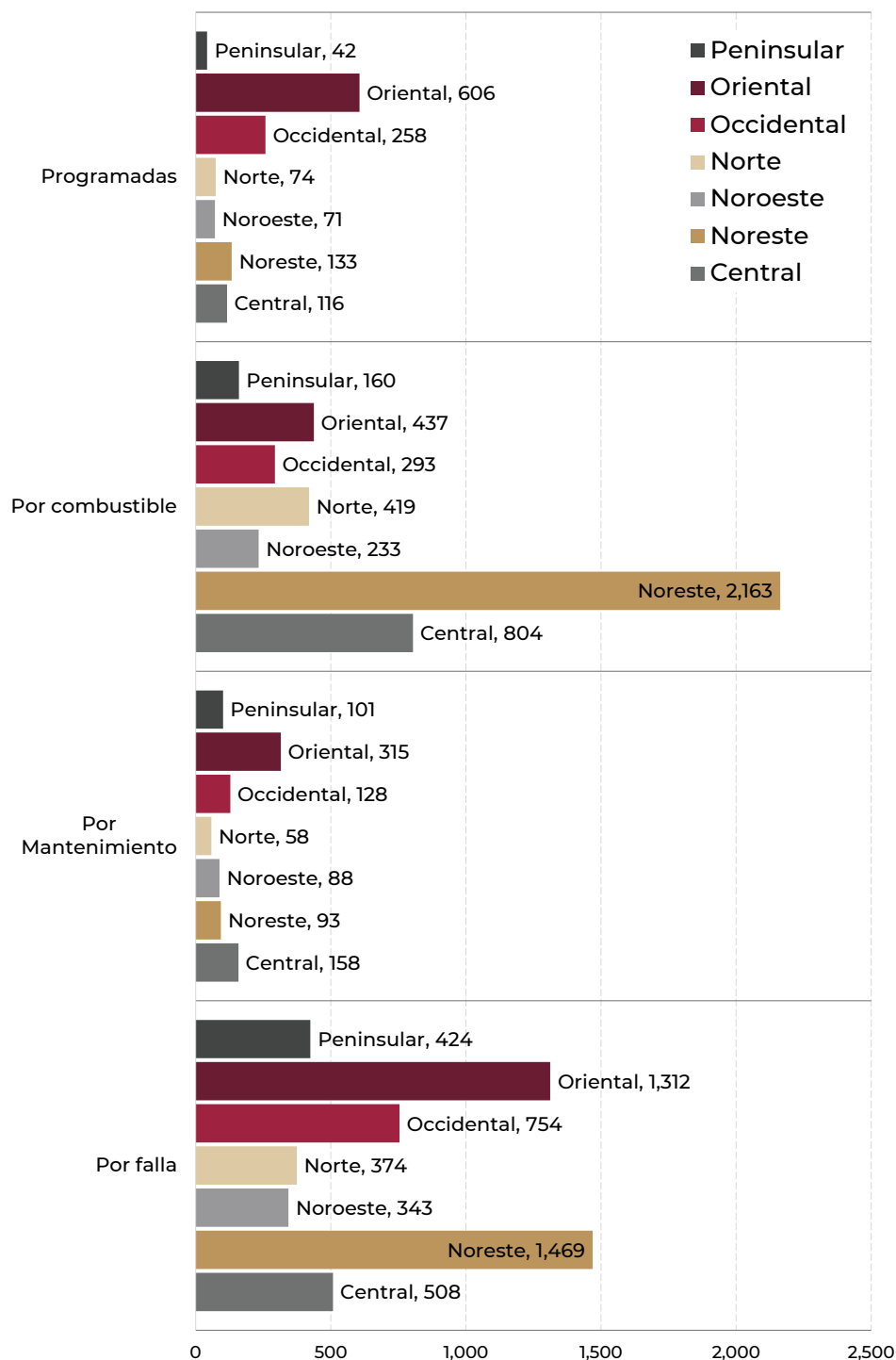
En la GCR Central, única GCR que reportó indisponibilidad de generación por falta de gas natural, combustóleo y carbón, se registraron 1,586 salidas de UCE en 2021, siendo más del doble de lo registrado en 2020; para el mismo periodo en la GCR Oriental se alcanzaron 2,670 salidas equivalentes a un aumento de 41.5%; en la GCR Noroeste se observó un incremento de 29.9% con 735 salidas y en la GCR Norte, una de las afectadas por la falta de gas natural, se registraron 925 salidas, más de 3 veces las reportadas en 2020. La Figura 23 muestra las salidas de UCE por GCR.

Salidas de UCE en el SIN por GCR, 2021



En 2021 la GCR Central reportó indisponibilidad de gas natural, combustóleo y carbón.

Figura 23. Categorías de las Salidas de Unidades de Central Eléctrica en el SIN por GCR, 2021.



Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

La afectación del evento climático reportado en febrero tuvo efecto sobre las GCR Noreste y Norte; sin embargo la problemática escaló a todo el SIN en diferente grado.

En 2020 las GCR del norte del país, Noroeste, Norte y Noreste reportaron 346 salidas por combustible y para 2021 esa cifra aumentó hasta 2,815 con las implicaciones operativas de generación, transmisión y suministro en el SIN que esto representó.

Las salidas de UCE reportadas por la GCR Noreste en 2021 sumaron 3,858 de las cuáles 56.1% se asociaron a indisponibilidad y degradación por combustible, mientras que 38.1% de ellas derivaron de fallas en las UCE. Considerando que en 2020 esta GCR reportó 2,297 salidas, el incremento para 2021 fue de 68.0%. En la Figura 21 se puede observar la magnitud de salidas de UCE por combustible de esta GCR en comparación con el resto del SIN.

En la GCR Norte, las salidas registradas pasaron de 304 en 2020 a 925 en 2021, incrementando más de 2 veces en un año. Nuevamente aquellas salidas por combustible correspondieron a la mayor participación sobre el total con un 45.3%, seguidas de las salidas por falla con 40.4%.

Para la GCR Noroeste, el incremento de salidas de UCE fue de 29.9% resultado de 735 salidas en 2021 con respecto a las 566 reportadas en 2020, pero a diferencia de las dos anteriores, en 2021 la mayor participación por categorías la registraron las salidas por falla con 46.7% reportadas por CE de ciclo combinado, combustión interna y termoeléctricas convencionales, principalmente. Las salidas asociadas al combustible representaron 31.7% del total de la GCR con CE de ciclo combinado y termoeléctricas convencionales como las principales afectadas, además de algunas hidroeléctricas por administración de su embalse.

En el último año, la GCR Central con 1,586 salidas de UCE incrementó a más del doble con respecto a las 758 salidas reportadas en 2020, la indisponibilidad de combustóleo, carbón y gas natural, afectaron la operación de centrales de ciclo combinado, turbogás, termoeléctricas convencionales y una carboeléctrica, además de la administración de embalses de hidroeléctricas, lo que elevó las salidas por combustible cuya participación sobre el total de 2021 fue de 50.7%. En el caso de salidas por falla su participación fue de 32.0% donde predominan las fallas en UCE turbogás, de hidroeléctricas, de termoeléctricas convencionales y en menor medida las CE de ciclo combinado y carboeléctricas.

La GCR Oriental tuvo 2,670 salidas de UCE en 2021, 41.5% más que en 2020, pero a diferencia de las antes descritas, sus principales causas fueron fallas y salidas programadas que representaron del total 49.1% y 22.7%, respectivamente. Las fallas se presentaron 22.3% en las CE de ciclo combinado, 21.7% en hidroeléctricas, 18.5% en las



Indisponibilidad de combustible y degradación fueron las principales causas de las salidas de UCE en las GCR Noreste y Norte en 2021



La principal causa de las salidas de UCE en la GCR Noroeste en 2021 fue la falla de unidades.



Las fallas de UCE y las salidas programadas fueron las principales causas de las salidas de UCE en la GCR Oriental en 2021

Entre 2020 y 2021, la GCR Occidental incrementó sus salidas de UCE **34.3%**



de combustión interna, 17.8% en turbogás que en suma causaron 80.3% del total de salidas de UCE por falla. De las salidas por combustible que reporta esta GCR, 70.5% se integran por UCE de ciclo combinado y turbogás, mientras que las hidroeléctricas representaron 15.8% del total en esta categoría.

Por su parte, las GCR Occidental reportó 1,433 salidas de UCE, siendo 34.3% mayor a los reportado en 2020; de ese total 52.6% tuvo su origen en fallas, 20.4% estuvieron asociadas al combustible, 18% por programación y 8.9% por mantenimiento. Los tipos de central que más fallas reportaron en esta GCR fueron las termoeléctricas convencionales responsables del 51.6% de las salidas en esta categoría, seguidas de ciclos combinados con 17.0%, las hidroeléctricas con 14.2%, las solares fotovoltaicas con 8.8%, las geotérmicas con 7.4% y por último las eólicas con 1.1%. En la categoría de salidas por combustible, las más afectadas fueron, en orden de cantidad, las termoeléctricas convencionales, los ciclos combinados, las hidroeléctricas por embalse y las turbogás.

Entre 2020 y 2021, la GCR Peninsular redujo sus salidas de UCE **6.7%**



En la GCR Peninsular las salidas de UCE fueron 727 en 2021, lo que representó una disminución de 6.7% con relación a lo reportado en 2020. En esta GCR predominaron las salidas por falla con 58.3% del total, posteriormente las asociadas al combustible con 22.0%. La programación de salidas representó 5.8%, mientras que por mantenimiento salieron 101 UCE equivalentes a 13.9%. La reducción de salidas fue resultado de la reducción de fallas y de la programación, ya que las salidas por mantenimiento y por combustible incrementaron, por lo que en el balance de esta GCR las reducciones fueron mayores.

En 2021, la indisponibilidad por falta de combustible, por degradaciones y control de embalses fue la causa principal de las salidas de UCE en el SEN



En resumen, las salidas de UCE en el SEN incrementaron en 2021 como resultado de la indisponibilidad por falta de combustible o insumo energético, además se incorporaron degradaciones de las unidades asociadas al combustible. El evento climático del mes de febrero afectó a todas las GCR demostrando que las salidas de UCE pueden causar diferentes tipos de afectaciones.

2.2.3 Indisponibilidad de generación en las 100 horas críticas de las zonas de potencia

Una vez delimitadas las zonas de potencia del SEN, de acuerdo con las definiciones establecidas en las Bases del Mercado Eléctrico en sus disposiciones generales, se definen las 100 horas críticas del sistema interconectado o zona de potencia correspondiente, con la finalidad de establecer la Disponibilidad de Producción Física en cada año, para ello se establecieron dos periodos donde el cálculo de las 100 horas críticas obedece a los siguientes términos:

- A. Para los años 2016 y 2017, las 100 horas críticas fueron las 100 horas de demanda máxima del sistema interconectado o zona de potencia correspondiente.
- B. Para el año 2018 en adelante, las 100 horas críticas serán las 100 horas de menores reservas totales de generación en el sistema interconectado o zona de potencia correspondiente.

Las **100 horas críticas** de las zonas de potencia del SEN se encuentran definidas en las **Bases del Mercado**.

En la determinación de las 100 horas críticas, la disponibilidad total de generación depende de la capacidad firme ofertada al MEM en el Mercado de Tiempo Real, es por este motivo que, la capacidad que se encuentra indisponible ante el despacho instruido del CENACE, afecta la Disponibilidad de producción física horaria en las zonas de potencia, incidiendo directamente sobre su margen de reserva. La Tabla 10 muestra el resumen de las 100 horas críticas en las zonas de potencia del SEN.

Tabla 10. Resumen de las 100 horas críticas en las zonas de potencia que integran el SEN, 2016-2021.

Año ¹	Zona de Potencia	Período 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
2020	BCS	del 20-julio al 23-octubre	170.7	89.3	133.7
	BCA	del 21-julio al 1-octubre	1,300.1	147.3	442.0
	SIN	del 26-agosto al 27-noviembre	19,623.0	9,993.7	15,389.8
2021	BCS	del 12-julio al 08-noviembre	65.7	-5.1	46.6
	BCA	del 07-julio al 09-septiembre	-30.2	-496.9	-163.1
	SIN	del 21-agosto al 11-noviembre	9,181.3	5,636.7	8,125.3

Desde **2018**, corresponden a las **100 horas de menores reservas totales de generación** de la zona de potencia correspondiente

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 Comisión con información del CENACE.

**Mínima reserva
operativa del SIN:**
13.1%



En 2021, las 100 horas críticas del SIN se presentaron en el periodo comprendido entre el 21 de agosto y el 11 de noviembre, durante el cual se registró un promedio de demanda firme de 40,501.7 MW y el promedio de la generación disponible total fue de 48,626.9 MW. Bajo estas consideraciones, el valor promedio de la reserva de generación durante las 100 horas críticas del SIN fue de 8,125.3 MW.

Hora crítica No. 11
Agosto 25, 22:00 h,
con una generación
disponible de
48,533 MW y una
demanda firme de
42,896.3 MW

En el SBICA, las 100 horas críticas se registraron entre el 07 de julio y el 09 de septiembre, durante las cuáles la reserva de generación fue negativa debido a la indisponibilidad y derrateo de capacidad de las unidades de generación frente a la demanda firme, donde la generación disponible total promedio 2,795.4 MW mientras que la demanda firme reportó 2,958.5 MW, esto promedió -163.1 MW en este sistema, sin considerar la aplicación del protocolo correctivo.

**Mínima reserva
operativa del SBICA:**
-17.0%



Para el SBICA, el periodo de las 100 horas críticas se registró entre el 12 de julio y el 18 de noviembre promediando una reserva de generación de 46.6 MW, con una demanda firme promedio de 489.3 MW y una generación disponible total de 535.9 MW. En 2021, este sistema registró 58 horas con reserva de generación por debajo del límite establecido.

Hora crítica No. 14
Julio 20, 16:00 h
sin protocolo
correctivo

**Mínima reserva
operativa del SBICA:**
-1.0%

Hora crítica No. 79
Agosto 02, 22:00 h

Los valores máximo y mínimo de reserva de generación en el SIN se presentaron los días 25 de agosto a las 22:00 horas (hora crítica 11) y el 20 de septiembre a las 22 horas (hora crítica 56), respectivamente, reportando como mínima reserva de generación 5,636.7 MW y como máxima 9,181.3 MW. En la Figura 24 se muestran las 100 horas críticas del SIN, su fecha y hora de ocurrencia en 2021.

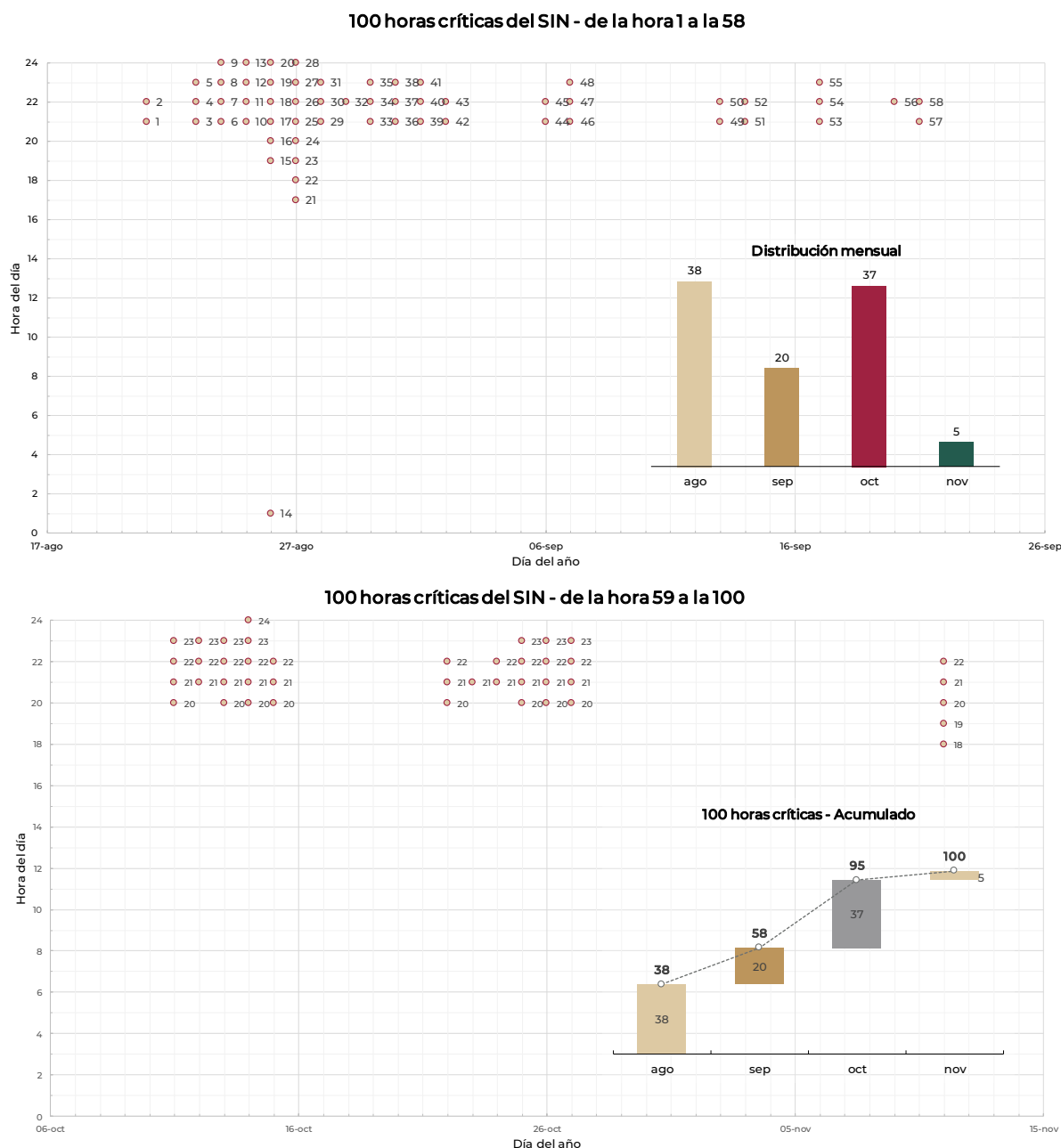
Para evitar
violaciones a la
reserva
operativa del
SBICA se activó
el protocolo
correctivo para
esta zona de
potencia



En el SBICA, durante las 100 horas críticas, los valores máximo y mínimo de reserva de generación fueron negativos con -30.2 MW el 23 de agosto y -496.9 MW el 20 de julio, respectivamente. En los últimos 3 años se ha aplicado de forma consecutiva el protocolo correctivo, para reducir el impacto sobre la baja reserva de planeación y operativa registradas, resultado del incremento de la demanda y el aumento de las indisponibilidades de unidades por degradación de capacidad.

En cuanto a la reserva de generación en las 100 horas críticas del SBICA, su máximo valor se registró el 16 de agosto con 65.7 MW y su mínimo se presentó el 02 de agosto con una reserva de -5.1 MW

Figura 24. Ocurrencia de las 100 horas críticas del SIN en 2021. Fecha y hora.



Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

En la distribución mensual de las 100 horas críticas del SIN, los meses de agosto y octubre acumularon 75.0% de su ocurrencia. A partir del cambio en el comportamiento de la demanda por la contingencia sanitaria derivada del SARS CoV2 en 2020, las 100 horas críticas se desplazaron dos meses hacia el final del año. En 2021, comienzan a desplazarse hacia el inicio del tercer trimestre con un acumulado en agosto de 38.0%, mientras que en agosto de 2020 el acumulado fue de 6.0% y en 2019 el mes de mayo acumuló 23.0% y agosto las últimas 11 horas críticas.

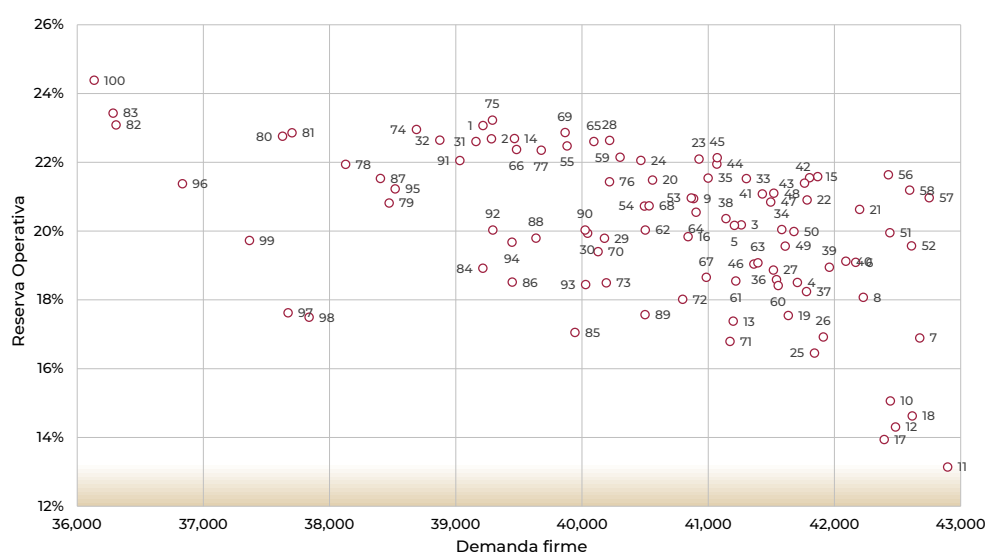
El **SIN** registró una reserva operativa de **24.4%** en la Hora Crítica No. **100**, Noviembre 11, 22:00 h, con una generación disponible total de **44,946.6 MW** y una demanda firme de **36,133.7 MW**

La reserva operativa del SIN durante las 100 horas críticas se presenta por arriba del límite establecido de 6% para el EON

La máxima demanda firme registrada en el SIN para la determinación de las horas críticas fue: **42,896.3 MW**

La reserva de generación en el SIN, en términos relativos, se muestra suficiente a lo largo de 2021 con un mínimo de 13.1% y una máximo de 24.4%. Cabe señalar que los datos anteriores difieren en su hora crítica de los valores mínimo y máximo absolutos, ya que el porcentaje está calculado con respecto a la demanda firme en la hora correspondiente, por lo que un valor alto de reserva también puede reportar un valor elevado de demanda reduciendo así su porcentaje. En la figura 25, se muestra la reserva de generación de las 100 horas críticas del SIN en términos porcentuales referidos a la demanda firme en esas horas.

Figura 25. Reserva de generación en las 100 horas críticas del SIN con respecto a la demanda firme. [porcentaje]

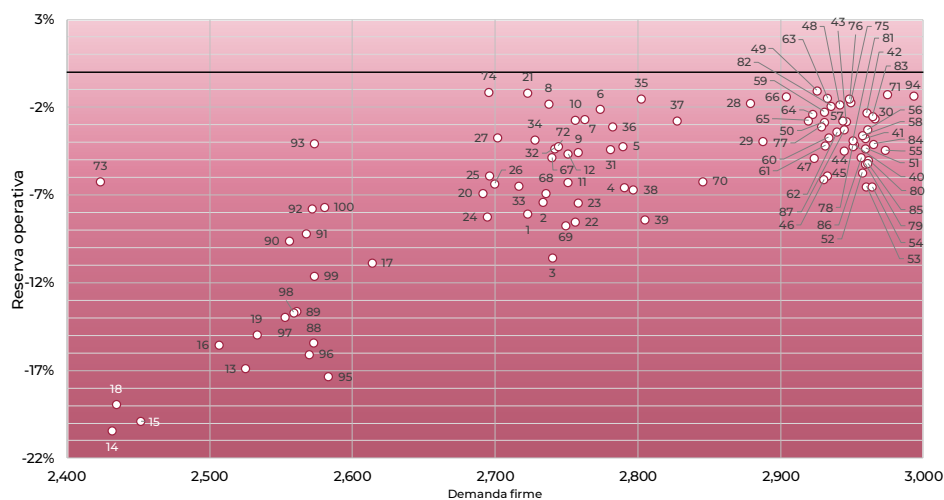


Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

El límite establecido para la reserva operativa o de generación, de acuerdo con el Código de Red es de 6.0%, por lo que en el SIN con el valor mínimo de 13.1% (hora crítica 11) se encuentra holgado, aun cuando en dicha hora se registró la máxima demanda firme de 42,896.3 MW para 2021.

En el SBCA, el límite para la reserva operativa es de 11.0% de acuerdo con lo establecido en el Código de Red, sin embargo durante las 100 horas críticas de ese sistema, la reserva operativa se mantuvo muy por debajo del límite y su valor mínimo fue de -17.0% (hora crítica 14) ante una demanda firme en esa hora de 2,928.7 MW. Esta situación es uno de los motivos por los cuáles se ha requerido aplicar el protocolo correctivo que adiciona capacidad de generación durante la ocurrencia de las horas críticas. En la Figura 26 se muestra la reserva de generación en términos porcentuales de las 100 horas críticas del SBCA y su demanda firme.

Figura 26. Reserva de generación en las 100 horas críticas del SBCA con respecto a la demanda firme. [porcentaje]



La reserva de generación en las 100 horas críticas de 2021 del SBCA fue negativa sin considerar la potencia contratada mediante el Protocolo Correctivo

Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

El SBCS tiene el mismo límite de reserva operativa que el SBCA, por lo que todo valor de reserva operativa igual o por arriba de 11.0% es considerado aceptable. En 2021, la menor reserva operativa en el SBCS fue de -1.0% en la hora crítica 79 con una demanda firme de 526.1 MW y una generación de 521.0 MW. Por la condición de sistema aislado y su limitada capacidad instalada, cualquier indisponibilidad por falla o combustible impacta su reserva de generación. En la Figura 27, se muestra la reserva de generación en términos porcentuales de las 100 horas críticas del SBCS, así como su demanda firme.

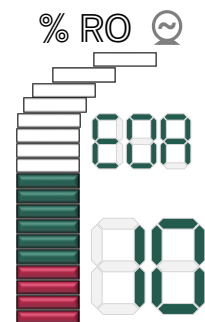
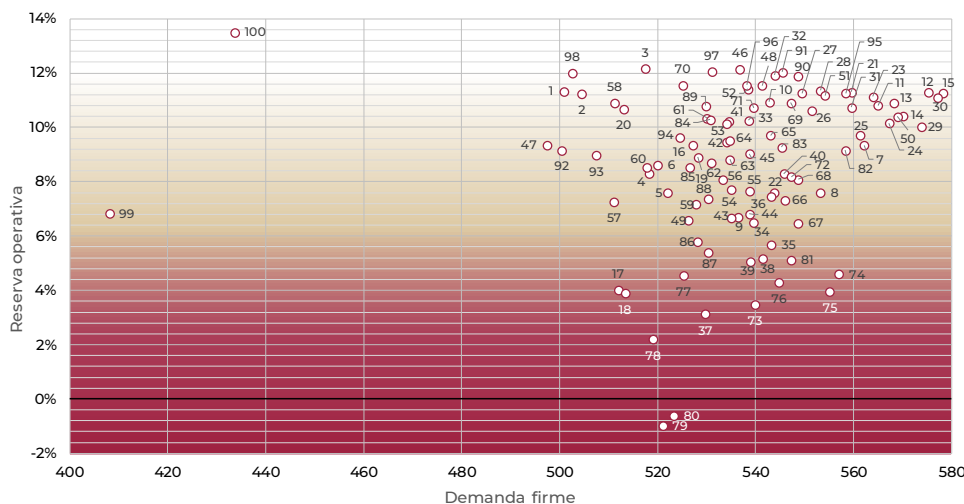


Figura 27. Reserva de generación en las 100 horas críticas del SBCS con respecto a la demanda firme. [porcentaje]



La reserva de generación en el SBCS durante las 100 horas críticas de 2021 se presentó inferior al límite establecido para permanecer en el EON, por lo que 53 horas estuvo en EOA y 5 en EOE

Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

Indisponibilidad de generación en el SEN, por falta de gas natural en 2021 [GWh]

GCR	Total
Central	210.6
Noreste	6,307.6
Noroeste	365.9
Norte	610.5
Occidental	189.0
Oriental	876.3
Peninsular	515.6
SIN	9,075.5
Baja California	42.5
SEN	9,118.1

2.2.4. Indisponibilidad de generación por falta de combustible

Una de las principales problemáticas del SEN es la salida de UCE de la red por falta de combustibles, principalmente por falta de gas natural, debido a la importante cantidad de capacidad instalada que utiliza este combustible. Sin embargo, en los últimos años, también se han presentado indisponibilidades asociadas a otros combustibles como son el carbón y el combustóleo.

En 2021, la generación indisponible por falta de gas natural en el SEN alcanzó 9,118.05 GWh, de la cuál 9,075.51 GWh se registró en el SIN y 42.54 GWh en el SBICA. Los meses que presentaron mayor indisponibilidad en orden descendente fueron junio, febrero y abril. Las GCR con mayor generación indisponible por falta de gas natural fueron la Noreste, Oriental y Norte. En la Tabla 11 se muestran los valores de generación indisponible para el SEN y SIN por GCR.

Tabla 11. Generación indisponible por falta de gas natural en el SEN y SIN por GCR con base mensual, 2021 [GWh]

GCR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
Central	-	27.9	-	-	0.1	-
Noreste	776.4	673.1	148.2	653.9	64.4	2,407.9
Noroeste	18.3	211.1	11.6	4.3	8.1	37.2
Norte	10.6	434.1	33.0	86.8	8.2	-
Occidental	1.6	162.8	3.3	-	1.2	3.8
Oriental	-	176.5	22.7	257.6	0.5	4.9
Peninsular	1.3	0.6	109.1	89.8	7.1	79.6
SIN	808.2	1,686.1	328.0	1,092.4	89.5	2,533.3
Baja California	-	31.6	-	-	0.0	0.0
SEN	808.2	1,717.8	328.0	1,092.4	89.6	2,533.3

GCR	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Central	12.1	-	118.9	-	51.4	0.2
Noreste	284.0	180.0	81.6	213.4	531.3	293.5
Noroeste	23.0	-	52.3	-	-	-
Norte	-	1.2	29.3	2.1	2.8	2.3
Occidental	14.0	2.4	-	-	-	-
Oriental	-	9.2	-	-	73.5	331.4
Peninsular	49.4	135.1	16.9	-	8.1	18.7
SIN	382.4	327.8	299.0	215.5	667.1	646.1
Baja California	-	0.5	2.2	-	-	8.3
SEN	382.4	328.3	301.2	215.5	667.1	654.4

Los meses de febrero y junio el SIN registró los valores más altos de generación indisponible asociada por falta de gas natural

Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE

En esta clasificación de indisponibilidad de generación, se realizó un análisis de las UCE que utilizan otros tipos de combustible fósil, así como aquellas que presentaron una degradación de su capacidad y se adicionaron aquellas centrales hidroeléctricas que operan con restricciones por la administración de su embalse. En la Tabla 12 se muestra la indisponibilidad de generación por falta de combustóleo y carbón, mientras que en la Tabla 13 se muestra la generación indisponible por degradación y administración de embalses, ambas para 2021.

Tabla 12. Generación indisponible por falta de combustibles en el SEN y SIN por GCR, 2021. [GWh]

GCR	CARBÓN	COMBUSTÓLEO	GAS	TOTAL
Central	8,188.53	6,750.83	210.63	15,149.99
Noreste	3,308.63	-	6,307.56	9,616.19
Noroeste	-	-	365.88	365.88
Norte	-	-	610.45	610.45
Occidental	-	-	189.03	189.03
Oriental	-	-	876.32	876.32
Peninsular	-	0.35	515.63	515.98
SIN	11,497.16	6,751.18	9,075.51	27,323.85
Baja California	-	-	42.54	42.54
Baja California Sur	-	-	-	-
Mulegé	-	-	-	-
SEN	11,497.16	6,751.18	9,118.05	27,366.39

Nota: no se incluye la indisponibilidad por degradación de capacidad ni administración de embalses.

Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

Tabla 13. Generación indisponible por degradación y administración de embalses en el SEN y SIN por GCR, 2021. [GWh]

GCR	DEGRADACIÓN ¹	EMBALSE ²	TOTAL
Central	5,028.89	930.32	5,959.22
Noreste	8,417.51	-	8,417.51
Noroeste	1,721.39	1,376.98	3,098.37
Norte	1,548.47	-	1,548.47
Occidental	7,569.79	1,102.98	8,672.78
Oriental	3,288.32	1,482.24	4,770.56
Peninsular	1,617.66	-	1,617.66
SIN	29,192.06	4,892.53	34,084.58
Baja California	825.04	-	825.04
Baja California Sur	478.92	-	478.92
Mulegé	78.77	-	78.77
SEN	30,574.79	4,892.53	35,467.31

¹ Incluye degradación de capacidad de generación de algunas UCE por altas temperaturas ambientales.

² Incluye derrateo de capacidad de algunas UCE por bajo nivel de almacenamiento en grandes embalses.

Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

En 2021, el SEN registró una alta indisponibilidad de generación por falta de combustibles, en particular de carbón.

Además de la falta de gas natural, este año se presentaron indisponibilidades por falta de carbón y combustóleo

Asimismo, la degradación y administración de embalses, tuvo su impacto sobre la indisponibilidad de generación.

La generación total
del SEN en 2021:

328.6 TWh

El equivalente a la
indisponibilidad de
generación por
falta de:

- Gas natural
9.1 TWh (2.8%)
- Carbón
11.5 TWh (3.5%)
- Combustóleo
6.8 TWh (2.1%)



El 15 de febrero de
2021 el SIN
experimentó un
EOA por un MRO
menor a **6.0%**
que derivó
posteriormente en
un EOE por un MRO
menor a **3.0%**,
ambos derivados
de un caso de
fuerza mayor



(Estados
Operativos –
CENACE – notas
6562 y 6563)



De acuerdo con la información mostrada, la indisponibilidad de generación por falta de gas natural representó 33.4% del total por falta de combustibles, ahora superada por la indisponibilidad de generación por falta de carbón que representó 42.1% con un total de 11,497.2 GWh. Estos porcentajes son las fracciones de generación indisponible por falta de combustibles fósiles, sin embargo, tomando la generación total de 2021 reportada en el PRODESEN 2022-2036 publicado por SENER de 328,597.98 GWh para el SEN, las indisponibilidades por falta de gas natural, carbón y combustóleo representan 2.8%, 3.5% y 2.1% respectivamente.

En el caso de la degradación de capacidad de las UCE asociadas al combustible o insumo energético, así como de la administración de los grandes embalses de las UCE con tecnología hidroeléctrica, ambas representan 10.8% del total de generación del SEN, así la suma de la indisponibilidad de generación por combustibles, degradación y administración de embalses representan 19.1% de la generación total del SEN en 2021.

Uno de los aspectos relevantes de este análisis es que se puede evidenciar que, aun teniendo suficiente capacidad instalada en el SEN, los factores de indisponibilidad pueden comprometer la reserva operativa de una determinada zona de potencia y entre más pequeña en capacidad es la zona, más vulnerable puede ser ante situaciones de escasez de combustibles o de su insumo energético. En 2021, diferentes eventos relacionados con el suministro de gas natural produjeron un incremento de la indisponibilidad de generación, incrementando considerablemente este valor con relación a lo registrado en 2020.



2.2.5. Principales disturbios en el SEN en 2021

De acuerdo con la definición establecida en el Código de Red¹², cualquier alteración de las condiciones normales del SEN que lo afecte en su totalidad o a una de sus partes y que pueda llegar a producir una interrupción en el suministro eléctrico es denominado: Disturbio. Las causas que originan los disturbios son muy diversas, por lo que suelen agruparse en categorías como la relevancia definida con base en la afectación o interrupción del suministro de energía.

Con este antecedente, el SEN registró un total de 13,779 disturbios, cuya clasificación por relevancia se analizó al inicio del tema 2.2. Del total de disturbios, 3,499 derivaron en interrupciones del suministro generando una afectación de 339,864.6 MWh, valor diez veces mayor a lo registrado en 2020. Dentro de las causas de este nivel de afectación se encuentra un disturbio del SIN, originado en las GCR Norte y Noreste derivado a su vez de un evento climático que interrumpió el transporte de gas natural al sistema nacional de gasoductos, lo que dejó sin este combustible a diversas centrales de las GCR mencionadas con afectación posterior hacia las GCR Peninsular y Oriental del SIN.

En la Tabla 14, se muestran los eventos de mayor afectación registrados en 2021. Los 10 disturbios mostrados registraron un total de 40,177.3 MWh equivalente a 11.8% sobre la afectación total de 339,864.61 MWh, resultado de los 3,499 disturbios con interrupción. En este listado, las GCR Noreste y Norte presentan importantes afectaciones por fallas de infraestructura, el resto de los disturbios tuvieron como causa principal eventos fortuitos o de fuerza mayor asociados a fenómenos climáticos y geofísicos.

Cabe señalar que los eventos mostrados en la Tabla 14, no incluyen la cadena de eventos que derivaron en el disturbio del SIN en febrero de 2021. Esta serie de eventos se muestran en la Tabla 15 con un análisis secuencial, evaluando por separado las condiciones y sucesos en la operación del SIN previos y simultáneos al evento climático registrado, que tuvo implicaciones sobre el suministro de gas natural para la generación eléctrica.

Del total de **13,779** disturbios en el SEN en 2021, se registraron **3,499** con interrupción en el suministro equivalentes a **25.4%**, cifra 10 veces mayor a lo reportado el año anterior

La afectación en el suministro de energía eléctrica por disturbios con interrupciones, alcanzó **339.9 GWh** equivalente a **0.1%** de la generación total.

Las causas de los principales disturbios en el SIN fueron los eventos fortuitos o de fuerza mayor, así como fallas en la infraestructura de la RNT

¹² Apartado C. Glosario, página 30. Código de Red.

*Tabla 14. Diez Principales disturbios del SEN de acuerdo con su afectación, 2021.
(No incluye el disturbio múltiple del 15 de febrero)*

Mes	GCR	Relevancia	Zona afectada	Afectación (MWh)	Descripción	Causa
Mayo	Noreste	Alta	Monterrey	19,885.5	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	Evento múltiple en la zona de Nuevo Laredo que presentó carga afectada iniciando un Estado Operativo de Emergencia
Septiembre	Central	Alta	Valle de México Sur	7,261.6	[E2] FORTUITO	Evento fortuito por sismo de 7.1 grados registrado al Suroeste de Acapulco Guerrero
Septiembre	Noreste	Alta	Monterrey	2,743.1	[E5] FALLA EN SUBESTACION PARTICULAR	Evento de falla en una subestación particular en la zona de Monterrey
Julio	Noreste	Alta	Saltillo	2,317.8	[B1] APARTARRAYO DE T/AT	Evento de falla en un apartarrayo de transmisión en Autotransformador
Septiembre	Norte	Alta	Camargo	2,063.5	[A0] ESTRUCTURA	Evento de falla en una estructura de transmisión por vandalismo por robo de acero
Septiembre	Baja California Sur	Alta	La Paz-Los Cabos	1,630.5	[E2] FORTUITO	Evento fortuito por la presencia del Huracán "Olaf" con afectación de carga
Febrero	Central	Alta	Valle de México Sur	1,385.1	[E4] FALLA ENERGIA	Afectación de carga ante Bajo Margen de Reserva Operativa del SIN en Estado Operativo de Emergencia
Mayo	Norte	Alta	Juárez	1,186.6	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	Colapso de la Zona de operación de transmisión Juárez con carga afectada en Estado Operativo de Emergencia
Septiembre	Baja California Sur	Alta	Constitución-La Paz-Los Cabos	943.5	[E2] FORTUITO	Evento fortuito por la presencia del Huracán "Olaf" con afectación de carga
Agosto	Oriental	Mínima	Poza Rica	760.1	[E2] FORTUITO	Evento fortuito por la presencia del Huracán "Grace" con afectación de carga

Nota: Los eventos de la GCR Baja California Sur, se reportan por separado al tener afectaciones progresivas en diferentes áreas, pero corresponden al mismo evento fortuito registrado por la presencia del Huracán Olaf.

Fuente: Elaborada por la Comisión con información del CENACE.

El evento de mayor afectación en el SEN se originó en la GCR Noreste en la zona de Morelos, mismo que desencadenó una serie de eventos, unos automáticos y otros de operación manual, realizados con la finalidad de mantener la integridad del SIN y evitar un efecto mayor, esta serie de eventos fue agrupada como evento múltiple.

En febrero de 2021, en plena estación invernal, el norte del país registró diversos eventos climáticos denominados “frentes fríos” caracterizados por masas de aire frío provenientes del ártico que, cuando se mezclan con otros fenómenos meteorológicos, pueden formar tormentas invernales.

En este contexto, la SEMARNAT, a través de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), publicó el 10 de febrero de 2021 a las 19:00 horas, mediante un comunicado de prensa¹³, el inminente ingreso por el noreste del territorio nacional del “frente frío No. 35”, avisando vientos fuertes, lluvias y descenso de la temperatura en el Norte y Noreste del país.

Ante esta situación, el día 13 de febrero, el CENACE, a través de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema, declara un Estado Operativo de Alerta¹⁴, por posible indisponibilidad de UCE a base de gas natural declarada por las Empresas Productivas Subsidiarias, a consecuencia del frente frío número 35. Este EOA tuvo una duración de 241 horas, siendo terminado el día 23 de febrero a las 17:00 horas.

El 14 de febrero a las 10:30 horas, la SEMARNAT, a través de la CONAGUA, emitió un comunicado donde se da a conocer el pronóstico del clima¹⁵, indicando la presencia del frente frío número 35 en conjunto con una corriente de chorro polar que dio origen a la Novena Tormenta Invernal sobre el norte de México con posibles afectaciones a los estados de Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León, Sonora y Tamaulipas. Las rachas de viento esperadas eran de 100 a 120 km/h en la GCR Norte y entre 70 y 90 km/h en la GCR Noreste, mientras las temperaturas durante la mañana alcanzaron mínimos de -15 a -10 grados Celsius en la sierra y de -5 a 0 grados Celsius en las ciudades del norte del país. Ese mismo día, a las 19:00 horas, CONAGUA emite otro comunicado¹⁶, indicando la continuación de la Novena Tormenta Invernal con ambiente gélido en la Mesa del Norte y Noreste del país para la noche del 14 y madrugada del 15 de febrero.

Eventos climáticos coincidentes produjeron un evento climático de gran magnitud que afectó al SEN en febrero de 2021



Las bajas temperaturas y los fuertes vientos afectaron el suministro de gas natural reduciendo la capacidad de generación disponible en las GCR Noreste y Norte



La permanencia de la novena tormenta invernal sobre el Norte y Noreste del país fue el antecedente de los eventos del 15 de febrero

¹³ Comunicado de Prensa No. 0166-21, CONAGUA, SEMARNAT.
<https://wwwsmn.conagua.gob.mx/files/pdfs/comunicados-de-prensa/Comunicado0116-21.pdf>

¹⁴ Nota 6545. Condiciones Operativas del SIN, CENACE.
<https://www.cenace.gob.mx/Docs/EstadoOperativoSEN/2021/2021%2002%2023%20Condiciones%20del%20SIN%206545.pdf>

¹⁵ Comunicado de Prensa No. 0124-21, CONAGUA, SEMARNAT.
<https://wwwsmn.conagua.gob.mx/files/pdfs/comunicados-de-prensa/Comunicado0124-21.pdf>

¹⁶ Comunicado de Prensa No. 0126-21, CONAGUA, SEMARNAT.
<https://wwwsmn.conagua.gob.mx/files/pdfs/comunicados-de-prensa/Comunicado0126-21.pdf>



Previo a la declaración del EOE del SIN que afectara el suministro de las GCR Noreste y Norte, se registraron diferentes Estados Operativos diferentes al Normal en estas gerencias que coadyuvaron al evento múltiple, entre los que se encuentran diferentes salidas de LT y fuertes vientos



Con este escenario climático, en el SEN se registraban diferentes condiciones operativas, de entre las cuales destacan los estados operativos diferentes al normal previos al disturbio del SIN, que de acuerdo con los datos del CENACE inició la mañana del 15 de febrero de 2021 a las 06:48 horas y fue declarado finalizado el 18 de febrero a las 11:15 horas en la GCR Noreste y a las 11:26 en la GCR Norte. En la Tabla 15 se muestran los primeros 25 eventos suscitados el 15 de febrero en orden cronológico.

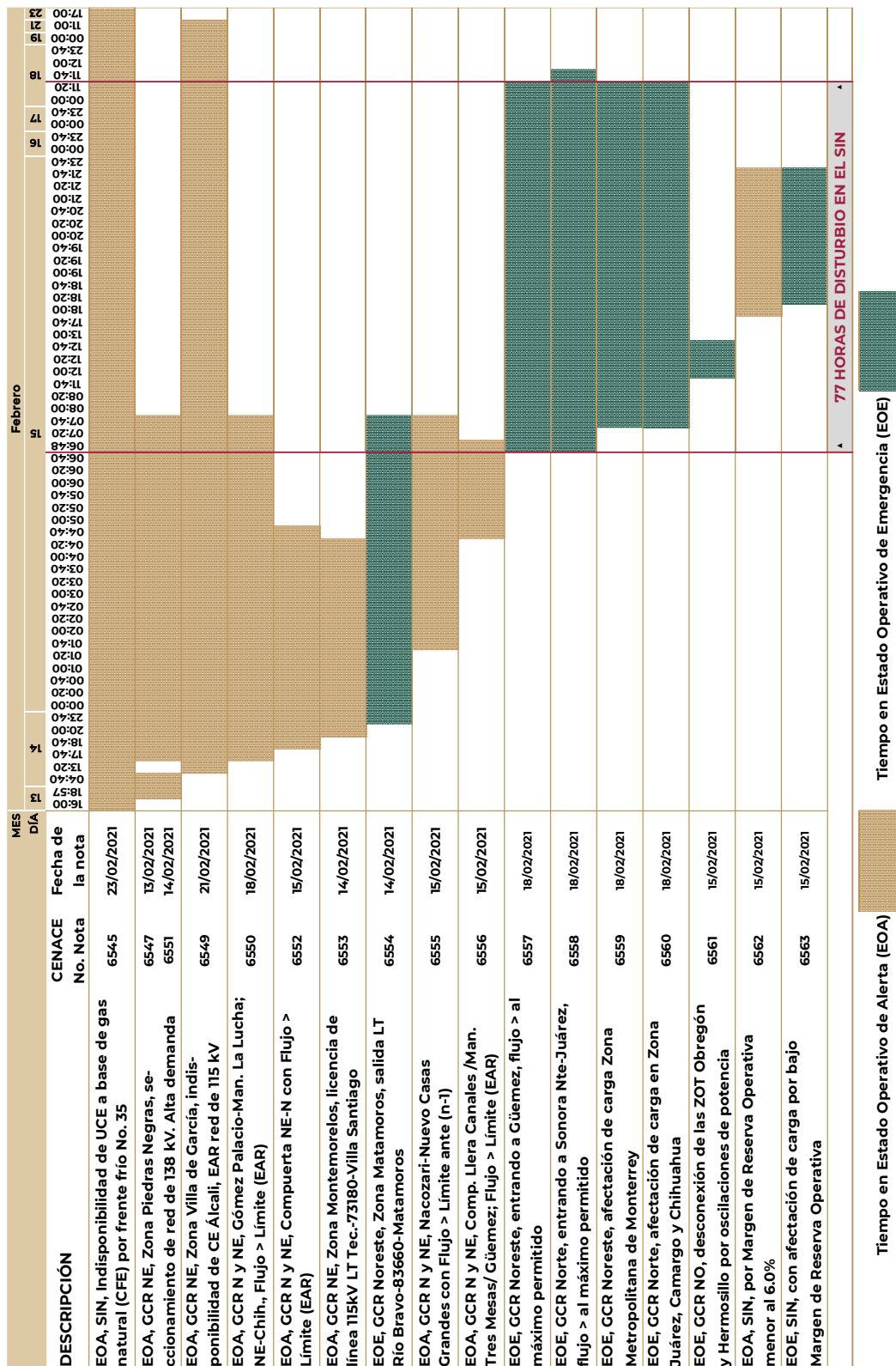
Tabla 15. Primeros 25 disturbios que integraron eventos múltiples en el SIN el 15 de febrero de 2021.

GCR	Relevancia	Zona afectada	Afectación [MWh]	Interrupción por causa de	Hora de inicio
Noreste	Media	Matamoros, Tamps.	418.4	[A3] CONDUCTOR	0:46:00
Noreste	Minima	Reynosa, Tamps.	0.1	[A3] CONDUCTOR	2:46:00
Noreste	Minima	Reynosa, Tamps.	0.1	[A3] CONDUCTOR	3:39:00
Noreste	Minima	Reynosa, Tamps.	0.3	[D0] DESCONOCIDA	5:07:00
Noreste	Minima	Matamoros, Tamps.	10.8	[C0] FUERTES VIENTOS	6:02:00
Noreste	Alta	Monterrey, Nvo. León	93.6	[E2] FORTUITO	6:19:09
Noreste	Alta	Montemorelos, Nvo. León	199,807.0	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	7:00:00
Norte	Alta	Chihuahua - Cuauhtémoc	23,660.8	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	7:48:00
Norte	Alta	Casas Grandes-Juárez, Chih.	22,992.9	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	7:48:00
Norte	Alta	Laguna, Dgo. - Coah.	11,906.4	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	7:48:00
Norte	Alta	Camargo, Chih.	8,377.5	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	7:48:00
Peninsular	Minima	Motul Tizimín, Yucatán.	0.0	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	7:48:17
Peninsular	Minima	Mérida, Yucatán	0.0	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	7:48:17
Peninsular	Minima	Riviera Maya, Q. Roo	0.6	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	7:48:24
Oriental	Minima	Teziutlán, Puebla	0.0	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	7:48:55
Oriental	Minima	Coatzacoalcos, Ver.	1.7	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	7:49:05
Norte	Alta	Laguna, Dgo. - Coah.	44.8	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	7:49:21
Norte	Alta	Laguna, Dgo. - Coah.	60.8	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	7:49:22
Noreste	Alta	Montemorelos, Nvo. León	9.3	[D0] DESCONOCIDA	10:06:00
Noroeste	Media	Hermosillo, Sonora	1.7	[D0] DESCONOCIDA	10:59:00
Noroeste	Media	Navojoa - Obregón, Sonora	0.9	[D0] DESCONOCIDA	10:59:00
Noroeste	Media	Culiacán, Sinaloa	0.8	[A4] HILO DE GUARDA	11:18:12
Norte	Alta	Durango, Dgo.	2.6	[E3] FALLA TECNICA	15:38:47
Central	Alta	Valle de México Sur	772.5	[E4] FALLA ENERGIA	18:37:00
Oriental	Alta	Poza Rica, Ver. - Teziutlán, Pue.	137.6	[E1] DISTURBIO-SISTEMA	18:37:00

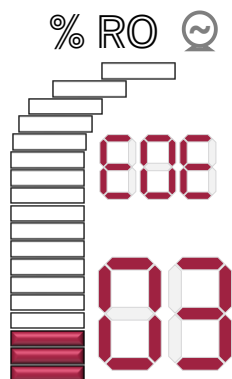
Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE

Después de estos eventos, se realizaron diversos procedimientos de libranza y operación manual en la GCR Occidental (DAC-DARC) con la finalidad de mantener el SEN estable durante los EOE declarados.

Figura 28. Estados Operativos declarados antes y durante el disturbio del 15 de febrero de 2021



Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.



El Sistema Baja California se encuentra interconectado con el sistema eléctrico de California, EUA



El Código de Red incluye criterios aplicables a este sistema los cuáles son vigilados por la Comisión con el apoyo del CENACE

Como se puede observar en la Figura 28, previo al disturbio se registraron diversos eventos que derivaron en estados operativos diferentes al normal en las GCR Norte y Noreste, los cuales tuvieron que ver con congestión de la red y fallas con salidas de línea que derivaron en la operación de EAR y terminaron por provocar la interrupción del suministro por pérdidas de elementos debido a que se superó su límite máximo permitido.

Durante los EOE de estos eventos se llegó a presentar un bajo margen de reserva operativa en el SIN¹⁷ que afectó la GCR Oriental en zonas de Veracruz, Puebla, Morelos, Guerrero y Oaxaca, así como en la GCR Central en la zona Valle de México Sur. En resumen, las interrupciones y su duración por más de 77 horas en el SIN afectaron el suministro de energía eléctrica, impactando los indicadores de continuidad del suministro en la RNT y las RGD.

2.3 Monitoreo del Sistema de Baja California

El Sistema Interconectado de Baja California, por su condición operativa y vinculación con el sistema eléctrico de California en EUA, requiere de una regulación que establezca su coordinación técnica por lo que el Código de Red incluye criterios de aplicación específicos para este sistema interconectado. En este sentido, los criterios establecidos son congruentes y compatibles con los estándares de confiabilidad establecidos por la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) los cuáles se enlistan a continuación:

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)

Como parte de la vigilancia y monitoreo del cumplimiento de la regulación, responsabilidad de la Comisión establecida en la LIE y el RLIE, a partir del año 2018 y hasta 2020 se dio seguimiento a los

¹⁷ Nota 6565 de Estados Operativos, CENACE.

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/EstadoOperativoSEN/2021/2021%2002%2016%20Condiciones%20del%20SIN%206565.pdf>

criterios de confiabilidad aplicables a Baja California con el apoyo del *Western Electricity Coordinating Council* (WECC¹⁸), en los términos de los contratos suscritos en su momento entre la Comisión y el WECC. A partir de 2021, los criterios de vigilancia y monitoreo del sistema los coordina el CENACE con el CAISO y cualquier actividad a implementar en este rubro deberá ser analizada, revisada y autorizada por las autoridades del Sector Eléctrico.

El CENACE y CAISO realizan la coordinación operativa del SBCA

2.3.1. Aplicación del Protocolo Correctivo en el Sistema de Baja California

En 2021, bajo las condiciones estacionales de verano, la demanda del SBCA incrementó hasta valores que comprometieron su capacidad disponible y que, aunado a las indisponibilidades asociadas a derrateos, combustible y salidas forzadas, estuvieron presentes factores para la reducción de su confiabilidad por la disminución en los niveles de reserva operativa del sistema. Por lo anterior, de acuerdo con información del CENACE, se implementó un mecanismo de adquisición de Potencia y Productos Asociados, denominado Protocolo Correctivo.

El incremento de demanda en el verano, aunado a la indisponibilidad de generación, son factores que disminuyen la reserva operativa del SBCA.

La aplicación de este mecanismo deriva de la condición de cumplimiento de los criterios establecidos en el Código de Red con relación a la Reserva de Planeación y Reserva Operativa, los cuáles se describen a continuación:

- 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, 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 SBCA le corresponde el cumplimiento de los porcentajes indicados en la columna de Otros.

El cumplimiento de los criterios y requerimientos establecidos en el Código de Red forman parte de los objetivos de la aplicación del Protocolo Correctivo en el SBCA

¹⁸ Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (EUA), por sus siglas en inglés.

El CENACE
gestiona la
contratación de
potencia
acuerdo con la
condición
operativa del
SBCA, lo que
deriva de la
aplicación del
Protocolo
Correctivo

De acuerdo con el Código de Red, Tabla 2 del Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional, el margen de reserva de planeación dentro del EON en el SBCA debe ser mayor o igual a 15% y la RO debe ser mayor o igual a 11%, de la demanda del sistema.

2.3.2. Gestión de la Contratación de Potencia

El día 27 de noviembre de 2020, el CENACE publicó a través del Sistema de Información de Mercado (SIM), la notificación de aplicación del Protocolo Correctivo para la gestión de la contratación de Potencia en caso de emergencia, dadas las condiciones de baja reserva previstas en el SBCA durante el periodo de junio a septiembre de 2021.

En 2021, se
formalizaron 7
contratos de
compra-venta
de Productos
Asociados al
Protocolo
Correctivo

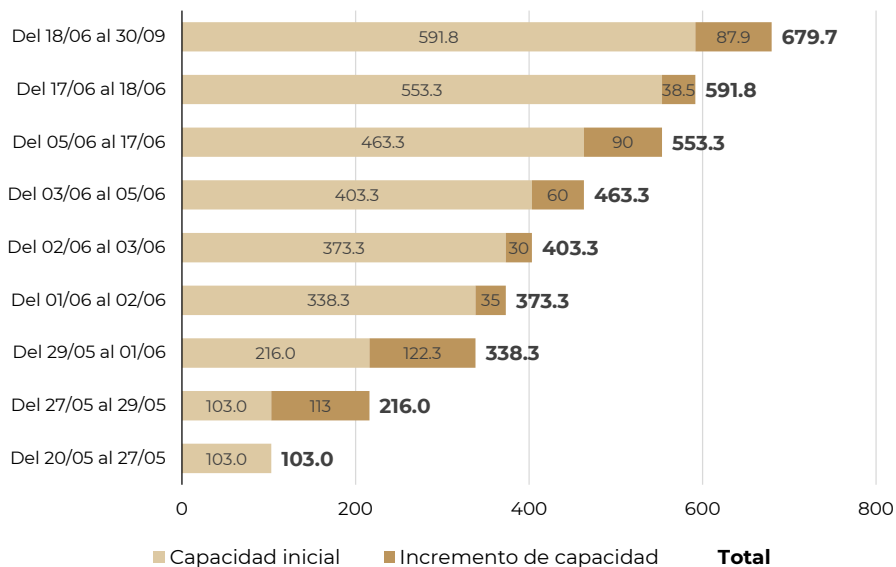
En este contexto, se formalizaron 7 contratos para la adquisición de 602.17 MW de capacidad de generación conforme al “Modelo de Contrato de Compra-Venta de Productos Asociados a la aplicación del Protocolo Correctivo en el Sistema Baja California”, publicado en el SIM el 10 de diciembre de 2019. Para 2021, se realizaron gestiones para la interconexión de 4 unidades móviles de emergencia (UME) al SBCA ante la Subdirección de Negocios no Regulados de la CFE adicionales a 2 que ya se encontraban instaladas en el sistema, sin embargo, no se formalizaron contratos para la Compra-Venta de productos asociados al amparo del protocolo correctivo, debido a que dichas unidades fueron incorporadas para su participación de forma directa en el MEM.

La adquisición de potencia mediante el protocolo correctivo, fue programada de acuerdo con los contratos emitidos, tomando en cuenta los periodos de pruebas de las UCE, por lo que su incorporación al SBCA fue gradual, tal y como se muestra en la Figura 29, donde se indican los periodos de entrega de energía con base en la disponibilidad de generación de los proyectos contratados.

Como parte de
la aplicación del
Protocolo
Correctivo, CFE
interconectó
77.5 MW
con 4 UME

La potencia contemplada en UME para el protocolo de emergencia fue de 110 MW con 6 unidades en total, sin embargo, dos de ellas presentaron problemas una durante su periodo de pruebas y otra por problemas de arranque; ambas permanecieron fuera de operación por lo cual sólo aportaron 77.5 MW durante el periodo contemplado para la aplicación del protocolo.

Figura 29. Fecha de entrega de Capacidad y adiciones de potencia adquirida asociada al Protocolo Correctivo para el SBCA, 2021 [MW]



La potencia total entregada al SBCA por la aplicación del Protocolo Correctivo en 2021 fue de **679.7 MW**

La aplicación del Protocolo Correctivo se justificó debido al nivel de la indisponibilidad de la capacidad de generación en el SBCA

Fuente: Elaborado por la Comisión con información del CENACE.

2.3.3 Resultados de la aplicación del Protocolo Correctivo

La aplicación del Protocolo Correctivo en el SBCA en 2021, se activó debido a las indisponibilidades y derrateos en las capacidades de las UCE registradas durante el verano, al incremento de demanda del sistema y la falta de nuevos recursos de generación, que en su conjunto, ocasionaron la reducción del nivel de reserva operativa. De acuerdo con información del CENACE, la aplicación del protocolo correctivo en 2021 evitó:

- 585 horas de operación en EOE,
- 105,566 MWh de Energía No Suministrada y
- Un acumulado de 32,725,452 usuarios afectados
- Una estimación de impacto económico de 274.5 millones de dólares.

Con estas acciones y sus resultados, se pudo mantener el grado de confiabilidad adecuado en el SBCA en el periodo de junio a septiembre de 2021, que comparado con 2020, representó 74.5% mayor en incorporación de capacidad. Cabe señalar que la demanda máxima integrada del SBCA de 3,215 MWh/h se presentó el 14 de agosto a las 17 horas, dentro del periodo de aplicación del Protocolo Correctivo.

El Protocolo Correctivo evitó:

- **585 h** en EOE
- **105.6 GWh** - ENS
- **32.7 M** usuarios afectados
- **274.5 MUSD** de pérdidas económicas





Capítulo Tres

Desempeño de la RNT

Con la finalidad de garantizar la prestación del servicio público de transmisión de energía eléctrica en condiciones de eficiencia, 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, apartado 3, de las Disposiciones de la RNT y de las RGD, establece los indicadores de disponibilidad, continuidad y calidad, que deben ser observados por el Transportista, función que está a cargo de la Empresa Productiva Subsidiaria del Estado: CFE Transmisión.

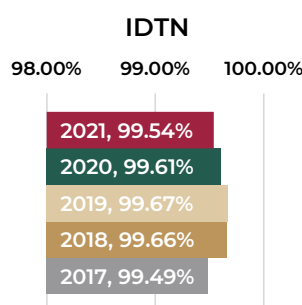
Por lo anterior, en este capítulo se presentan los valores estadísticos de cada indicador con respecto al desempeño de la RNT, reportados por CFE Transmisión en los últimos seis años. Así, para realizar la evaluación del desempeño de la RNT, la Comisión hace uso de estos parámetros. A su vez, se incluye en este capítulo información, proveída por el CENACE, asociada a la operación de la RNT.

3

RNT
(69 – 400 kV)

RT
(161 – 400 kV)

RST
(69 – 138 kV)



**Actualmente
existen 10 GRT**

**La GRT Valle de
México es
“nueva”**

**La competencia
territorial de las
GRT puede ser
consultada en el
Artículo 26 del
Estatuto orgánico
de CFE
Transmisión**

3.1 Índice de disponibilidad de los elementos de la RNT

Con fines de garantizar el suministro bajo condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad es necesario que los elementos de transmisión se mantengan disponibles. De manera enunciativa y no limitativa, se incluyen para la evaluación del Índice de Disponibilidad de la RNT (IDT), los siguientes elementos:

- Líneas de transmisión en niveles de tensión de 69, 85, 115, 138, 161, 230 y 400 kV (Alta Tensión)¹⁹,
- Equipos de transformación en los niveles de tensión del inciso anterior, y
- Equipos de compensación de potencia reactiva: reactores de potencia, bancos de capacitores y compensadores estáticos de VAR.

El índice establecido para la evaluación de la disponibilidad de la RNT es aplicable en dos escalas: a nivel de Gerencia Regional de Transmisión (GRT) y a nivel nacional, para dichas escalas se utilizan las nomenclaturas IDT e IDTN²⁰ respectivamente. En la definición de este indicador, se establecieron los siguientes casos de excepción, los cuales no deberán ser considerados para evaluar la disponibilidad de un elemento:

- Cuando la duración de la interrupción sea menor a 5 minutos,
- Cuando el elemento deba salir de operación por otras obras en construcción,
- Por caso fortuito o fuerza mayor,
- Cuando sea necesario desenergizar el elemento en EOA o EOE, de conformidad con el Código de Red, o por regulación de tensión, y
- Cuando haya salidas de equipo (sin falla) por efectos de inestabilidad del sistema.

La Tabla 16, presenta los valores acumulados anualmente del indicador IDT para la Red de Transmisión, en relación con el límite obligatorio y su evolución histórica desde 2016. Para 2021 el IDT muestra condiciones favorables en todas las GRT, ya que se encontraron dentro del rango de las metas establecidas. La menor diferencia respecto a los valores mínimos de referencia y el valor

¹⁹ Alta Tensión: La tensión de Suministro Eléctrico a niveles mayores a 35 kilovolts; (artículo 2, fracción I del RLIE).

²⁰ Para el IDTN no se encuentra establecido un valor mínimo de referencia.

mínimo de este indicador en 2021 lo tuvo la GRT Peninsular, por mantenimientos, indisponibilidad y disminución de las capacidades de los elementos de transmisión en esta región, por otra parte, la mayor diferencia respecto a los valores mínimos de referencia correspondió a la GRT Sureste, no obstante, el mayor valor de este indicador en 2021 se atribuye a la GRT Norte.²¹ Asimismo, en 2021 la GRT Noreste presentó su IDT máximo histórico y la GRT Occidente presentó su IDT mínimo histórico.

La Tabla 17, presenta los valores acumulados anualmente del indicador IDT para la Red de Subtransmisión, en relación con el límite obligatorio y su evolución histórica desde 2017.²² Para 2021 todas las GRT se encuentran dentro del rango de la meta establecida y con margen de alrededor de dos puntos porcentuales, lo cual es favorable. El valor mínimo de este indicador en 2021 corresponde también la GRT Peninsular por mantenimiento, indisponibilidad, fallas y disminución de las capacidades de los elementos de subtransmisión en esta región, por otra parte, el mayor valor de este indicador en 2021 lo presenta la GRT Sureste. A su vez, en 2021 las GRT Baja California y Noroeste presentaron su IDT máximo histórico, en contraste, las GRT Norte, Noreste, Occidente, Central y Peninsular presentaron su IDT mínimo histórico.

La Figura 30, muestra el valor histórico del IDT para la Red Nacional de Transmisión calculado por GRT.²³

La competencia territorial de la actual GRT Valle de México estuvo incluida dentro de la GRT Central hasta 2020, sus delimitaciones fueron modificadas con la última actualización del Estatuto orgánico de CFE Transmisión

Tabla 16. IDT de la Red de Transmisión. Acumulado anual, 2016-2021.

GRT	IDT RT							Tendencia	2021	
	Referencia	2016	2017	2018	2019	2020	2021		VRL ¹	
Baja California	99.00%	99.16%	98.33%	99.13%	99.40%	99.64%	99.59%		0.59%	▲
Noroeste	99.00%	99.26%	99.22%	99.77%	99.65%	99.54%	99.62%		0.62%	▲
Norte	99.00%	99.53%	99.58%	99.83%	99.80%	99.83%	99.78%		0.78%	▲
Noreste	99.00%	99.26%	99.11%	99.41%	99.52%	99.59%	99.76%		0.76%	▲
Occidente	98.50%	99.33%	99.68%	99.73%	99.64%	99.35%	99.26%		0.76%	▲
Central	99.00%	99.65%	99.40%	99.77%	99.76%	99.72%	99.54%		0.54%	▲
Valle de México	---	99.65%	99.40%	99.77%	99.76%	99.72%	99.68%		---	---
Oriente	99.00%	99.52%	99.66%	99.73%	99.76%	99.74%	99.71%		0.71%	▲
Sureste	98.50%	98.81%	99.59%	99.62%	99.34%	99.66%	99.50%		1.00%	▲
Peninsular	99.00%	99.51%	99.62%	99.68%	99.54%	99.09%	99.19%		0.19%	▲

¹ Variación en puntos porcentuales del IDT en relación con el límite mínimo de referencia.

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

²¹ Para la Red de Transmisión la meta de las GRT Occidente y Sureste es distinta a la de las demás GRT.

²² En 2016 no se reportaron datos, dada la reciente transferencia de responsabilidad de estos niveles de tensión de CFE Distribución a CFE Transmisión y la reciente entrada en vigor de las DACG de Transmisión y Distribución. La meta se estableció de manera gradual, el valor mínimo de referencia de 97% aplica a partir de 2018 (consultar las DACG de Transmisión y Distribución).

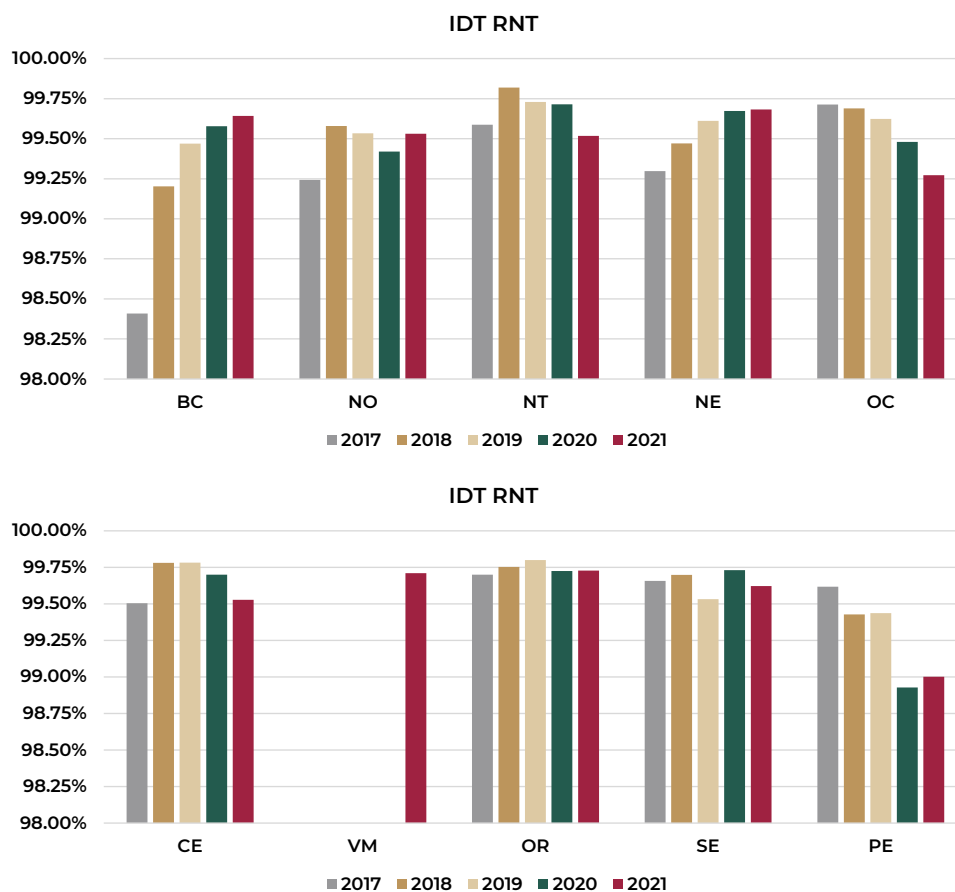
²³ No se encuentra establecido un valor mínimo de referencia para estos valores.

Tabla 17. IDT de la Red de Subtransmisión. Acumulado anual, 2017-2021.

GRT	IDT RST						Tendencia	2021 VRL1	
	Referencia	2017	2018	2019	2020	2021			
Baja California	97.00%	98.72%	99.49%	99.76%	99.34%	99.80%		2.80%	▲
Noroeste	97.00%	99.29%	99.11%	99.21%	99.10%	99.31%		2.31%	▲
Norte	97.00%	99.59%	99.81%	99.65%	99.57%	99.18%		2.18%	▲
Noreste	97.00%	99.67%	99.60%	99.80%	99.87%	99.49%		2.49%	▲
Occidente	97.00%	99.78%	99.61%	99.60%	99.73%	99.29%		2.29%	▲
Central	97.00%	99.85%	99.77%	99.76%	99.72%	99.50%		2.50%	▲
Valle de México	---	---	---	---	---	99.86%		---	---
Oriente	97.00%	99.81%	99.80%	99.82%	99.68%	99.77%		2.77%	▲
Sureste	97.00%	99.79%	99.85%	99.89%	99.87%	99.88%		2.88%	▲
Peninsular	97.00%	99.62%	99.00%	99.27%	99.68%	99.70%		1.70%	▲

¹ Variación en puntos porcentuales del IDT en relación con el límite mínimo de referencia.
Fuente: Elaborado por la Comisión con información de CFE Transmisión.

Figura 30. IDT de la Red Nacional de Transmisión. Acumulado anual, 2017-2021.



Nota: Para 2016 el valor del indicador corresponde solo al desempeño de la Red de Transmisión, para los demás años corresponde al desempeño de la RNT.

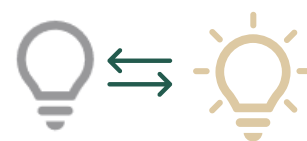
Fuente: Elaborado por la Comisión con información de CFE Transmisión.

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

Definido como el promedio de interrupciones experimentadas por usuario ocurridas en la RNT, el SAIFI tiene como objetivo evaluar la continuidad en operación de la RNT. Para determinarlo se consideran las interrupciones con duración mayor a cinco minutos experimentadas por los usuarios finales y se ponderan entre 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 Transportista (operación y mantenimiento) y el SAIFI Total que además incluye las interrupciones atribuibles a casos fortuitos o de fuerza mayor. La evaluación de este índice es útil para la identificación de estrategias que tengan la finalidad de reducir las interrupciones en el suministro.

Conforme lo establecen las Disposiciones de la RNT y de las RGD, el valor máximo permitido del SAIFI, en relación con las interrupciones atribuibles a la operación y mantenimiento de la RNT, no deberá ser mayor a 0.20 interrupciones, promedio anual a nivel nacional, por usuario de la RNT. En el caso del SAIFI Total, no se encuentra establecida una meta por la naturaleza u origen imponderables de las interrupciones atribuibles a casos fortuitos o de fuerza mayor²⁴.

En la Figura 31, se observa el promedio acumulado del SAIFI atribuible al Transportista para el periodo 2016 – 2021. Como se observa, durante 2021, el índice se mantuvo favorablemente por debajo de su límite establecido. De los seis años evaluados, 2017 fue el único que reportó valores fuera del rango establecido, posterior a ese año, el índice se mantiene con valores aceptables que se encuentran alrededor del 50% del valor máximo de referencia. No obstante, se aprecia que en el 2021 se presenta nuevamente una tendencia creciente en relación con los años 2018 y 2019; la disminución en el valor del indicador durante el año 2020 puede asociarse, entre otros, a la reducción en la demanda de energía eléctrica y en la utilización del SEN que se presentó durante ese año, por la contingencia sanitaria ocasionada por el coronavirus. El mes de septiembre fue el periodo en el que se presentó el mayor incremento en el SAIFI (variación de 0.022), debido a diversas fallas en los elementos de transmisión, en los niveles de tensión de 400, 230, 115 y 69 kV, que ocurrieron en la mayoría de las GRT del Sistema Interconectado Nacional (SIN).²⁵



SAIFI atribuible al Transportista

En 2021, los mayores incrementos se presentaron en los meses de abril, mayo, julio, septiembre y noviembre, asociados a la recuperación de la demanda por la reanudación de actividades posteriores a la contingencia sanitaria y las temperaturas del verano.

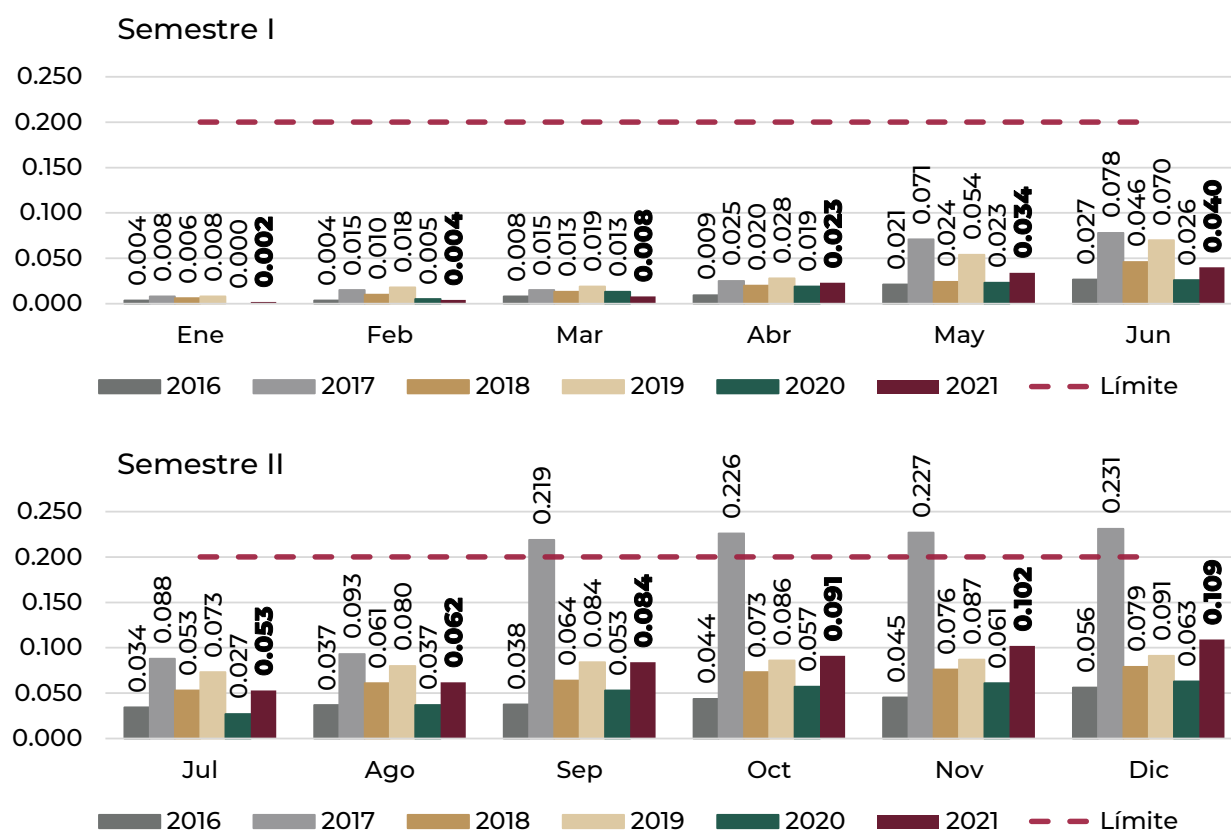


La variación porcentual de este indicador en 2021 presentó un incremento de 73.02% en relación con 2020, sin embargo, presenta un amplio margen de cumplimiento con respecto a la meta establecida

²⁴ Se encuentran definidos en el Apéndice A, artículo 18 de las Disposiciones de la RNT y las RGD.

²⁵ La GRT Valle de México no reportó interrupciones en septiembre de 2021.

Figura 31. SAIFI atribuible al Transportista. Acumulado anual con base mensual, 2016-2021. [Interrupciones promedio por usuario].



Nota: Para 2016 el valor del indicador corresponde solo al desempeño de la Red de Transmisión, para los demás años corresponde al desempeño de la RNT.

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

Para más información,
consultar las versiones
anteriores del **RCSN**.

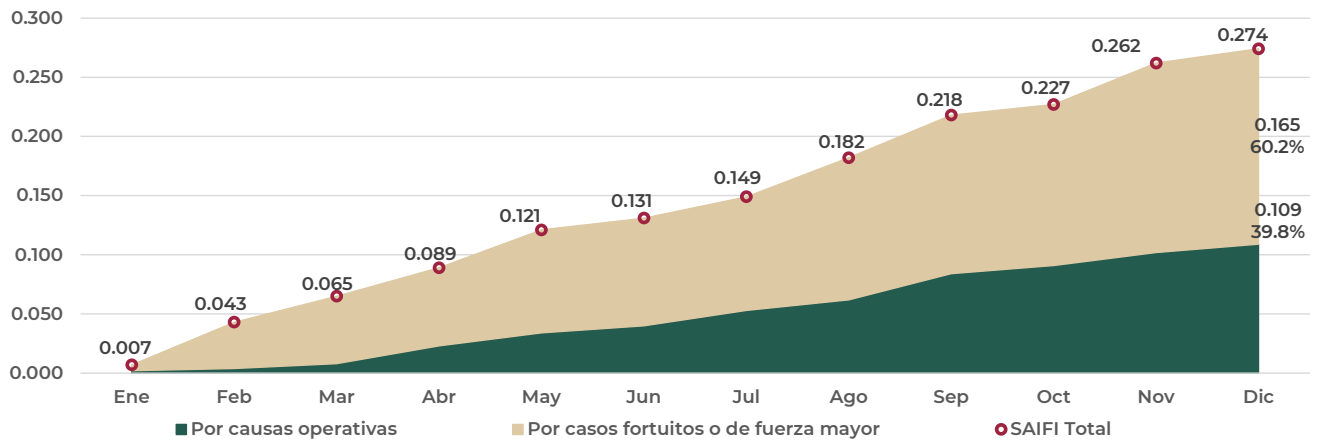
SAIFI Total
En 2021 este índice se
mantuvo cercano al
promedio histórico
(0.27)

**Información
del evento del
15/02/2021**



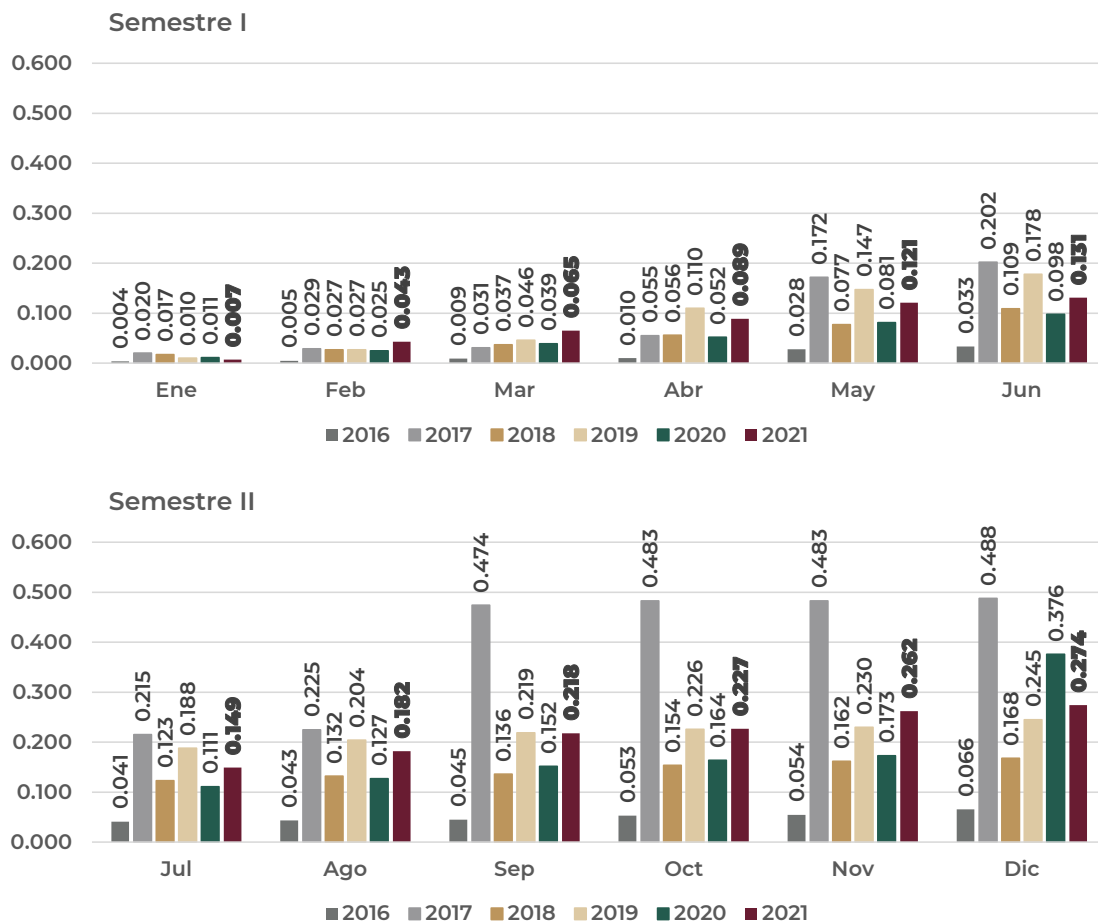
Como se puede apreciar en la Figura 32, la componente del SAIFI Total asociada a los casos fortuitos o de fuerza mayor representa alrededor del 60% de las interrupciones promedio por usuario ocurridas en 2021. Al cierre de 2021, el SAIFI Total, resultado de las interrupciones atribuibles al Transportista más las derivadas de casos fortuitos o de fuerza mayor, reportó una disminución de 27.13% en relación con lo registrado al cierre de 2020 (véase Figura 33). El mes de febrero fue el periodo en el que se presentó el mayor incremento en el SAIFI Total (variación de 0.036), debido a la gran cantidad de interrupciones que se registraron el 15 de febrero de 2021 por la reducción de la Confiabilidad del SIN, en particular por elementos en Licencia en la GCR Noreste, en combinación con condiciones climáticas extremas y retos en el suministro de gas natural para las Centrales Eléctricas, lo que redujo la capacidad de generación y transmisión de energía eléctrica, así como bajo margen de reserva, lo provocó disturbios a nivel del SIN por cortes automáticos y manuales de carga.

Figura 32. Composición del SAIFI Total de la RNT, 2021. [Interrupciones promedio por usuario].



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

Figura 33. SAIFI Total en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016 – 2021. [Interrupciones promedio por usuario].



Nota: Para 2016 el valor del indicador corresponde solo al desempeño de la Red de Transmisión, para los demás años corresponde al desempeño de la RNT.

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



SAIDI atribuible al Transportista

En 2021 los mayores incrementos ocurrieron en los meses de abril, julio, septiembre y noviembre



El impacto en la duración promedio por usuario en 2021, asociado a las interrupciones, resultó casi tres veces el valor reportado en 2020

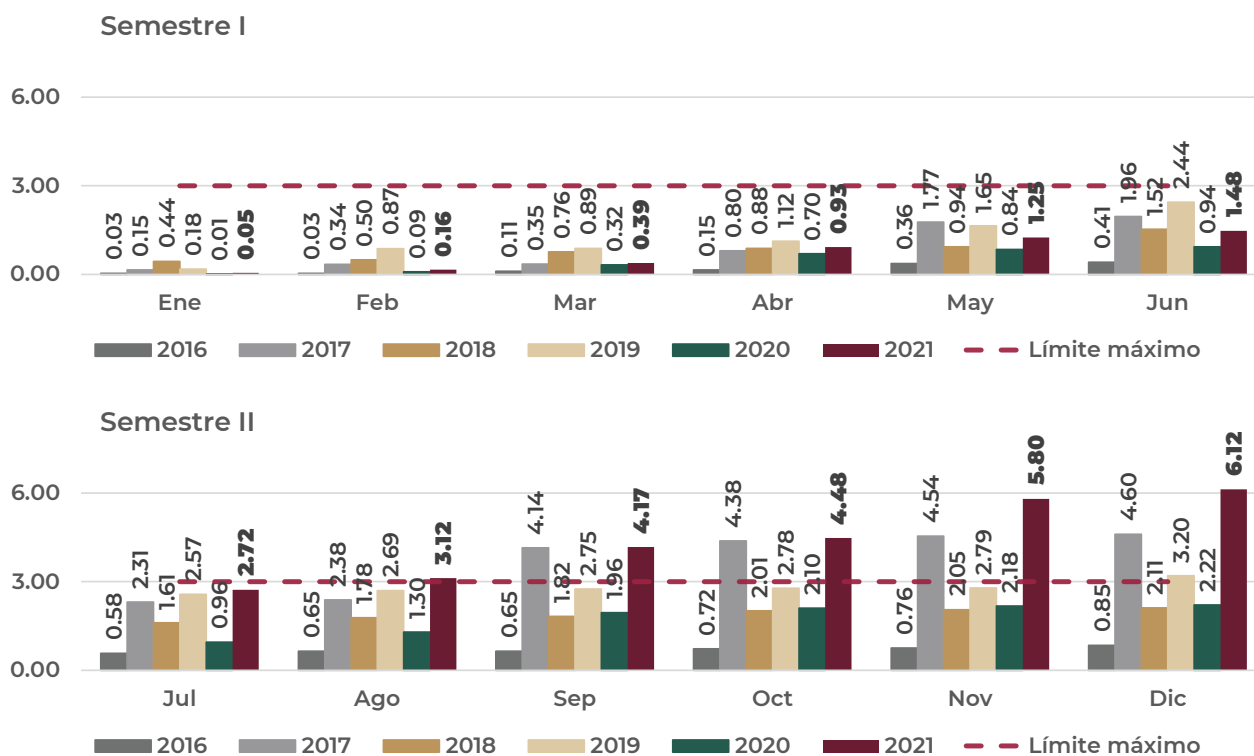
3.3 Índice de duración promedio de interrupciones en la RNT (SAIDI)

Definido como el promedio de interrupciones experimentadas por usuario ocurridas en la RNT, el tiempo promedio que un Usuario Final permanece sin servicio de energía eléctrica, durante un periodo de evaluación específico, el SAIDI tiene por objetivo, promediar la duración de la o las afectaciones que puede experimentar un usuario final. Para su determinación se consideran solo las interrupciones con duración mayor a cinco minutos y se ponderan entre el total de usuarios de la RNT. Considerando el origen de las interrupciones, se calculan dos índices: el SAIDI que evalúa la duración de las interrupciones ocurridas en la RNT atribuibles al Transportista (operación y mantenimiento) y el SAIDI Total que añade las interrupciones atribuibles a casos fortuitos o de fuerza mayor. La evaluación de este índice es útil para la identificación de estrategias que tengan la finalidad de reducir el tiempo de restablecimiento en el suministro.

Conforme lo establecen las Disposiciones de la RNT y de las RGD, el valor máximo permitido del SAIDI, en relación con las interrupciones atribuibles a la operación y mantenimiento de la RNT, no deberá ser mayor a 3 minutos, promedio anual a nivel nacional, por usuario de la RNT. En el caso del SAIDI Total, no se encuentra establecida una meta por la naturaleza u origen imponderables de las interrupciones que son atribuibles a casos fortuitos o de fuerza mayor.

En la Figura 34, se observa el promedio acumulado del SAIDI atribuible al Transportista para el periodo 2016 – 2021. Como se observa, durante 2021, el índice superó el límite establecido, al igual que en los años 2017 y 2019, sin embargo, en los años 2016, 2018 y 2020 se mantuvo por debajo del valor de referencia, por lo que el comportamiento de este indicador ha sido alternante alrededor de la meta definida, el promedio histórico es de 3.18 minutos promedio por usuario. El indicador superó su límite asociado a partir del mes de agosto, sin embargo, cabe señalar que fue en los meses de julio, septiembre y noviembre cuando se presentaron los mayores incrementos en el SAIDI (variaciones superiores a 1 minuto promedio por usuario), debido a diversas fallas en los elementos de transmisión de la RNT, la gran mayoría correspondientes al nivel de tensión de 115 kV, aunque también se presentaron algunas fallas asociadas a los niveles de 69, 85, 138, 230 y 400 kV; todas las GRT del SEN presentaron al menos una interrupción en algún momento de estos tres meses, no obstante, la GRT Sureste presentó el mayor número de interrupciones que impactaron este indicador.

Figura 34. SAIDI por causas atribuibles al Transportista. Acumulado anual con base mensual, 2016-2021. (Duración promedio de las interrupciones por usuario en minutos).



Nota: Para 2016 el valor del indicador corresponde solo al desempeño de la Red de Transmisión, para los demás años corresponde al desempeño de la RNT.

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

Como se puede apreciar en la Figura 35, la componente del SAIDI Total asociada a los casos fortuitos o de fuerza mayor representa alrededor del 92% de la duración promedio de las interrupciones por usuario para 2021. Al cierre de 2021, el SAIDI Total, resultado de las interrupciones atribuibles al Transportista más las derivadas de casos fortuitos o de fuerza mayor, reportó un incremento de 30.17% en relación con lo registrado al cierre de 2020. El mes de agosto fue el periodo en el que se presentó el mayor incremento en el SAIDI Total (variación de 13.7 minutos promedio por usuario), debido principalmente a los efectos del Huracán Grace; siendo que la mayoría de los eventos se registró en la GRT Oriente, en elementos de transmisión de los niveles de tensión de 115 y 69 kV. La comparación mensual del SAIDI Total en el periodo 2016-2021 puede observarse en la Figura 36. En 2021 este índice se mantuvo por debajo del máximo histórico alcanzado en 2017 y derivado del fuerte sismo que se presentó en septiembre de dicho año. Sin embargo, el valor de este indicador se mantuvo por encima del registrado para los años 2016, 2018, 2019 y 2020, debido a los eventos climatológicos que se presentaron y a circunstancias no atribuibles al Transportista.

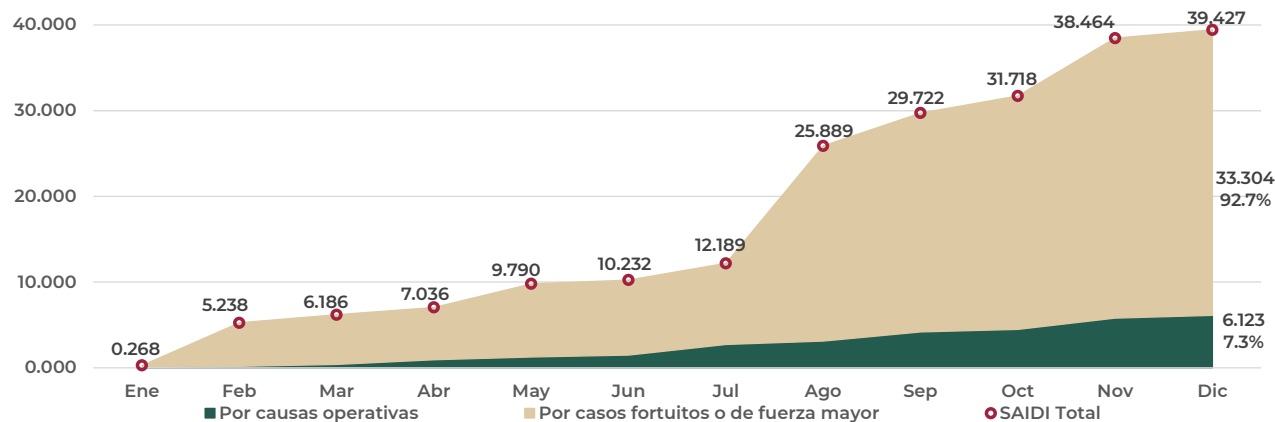
SAIDI Total

El promedio histórico de este indicador es de **25.50 minutos** promedio por usuario al año



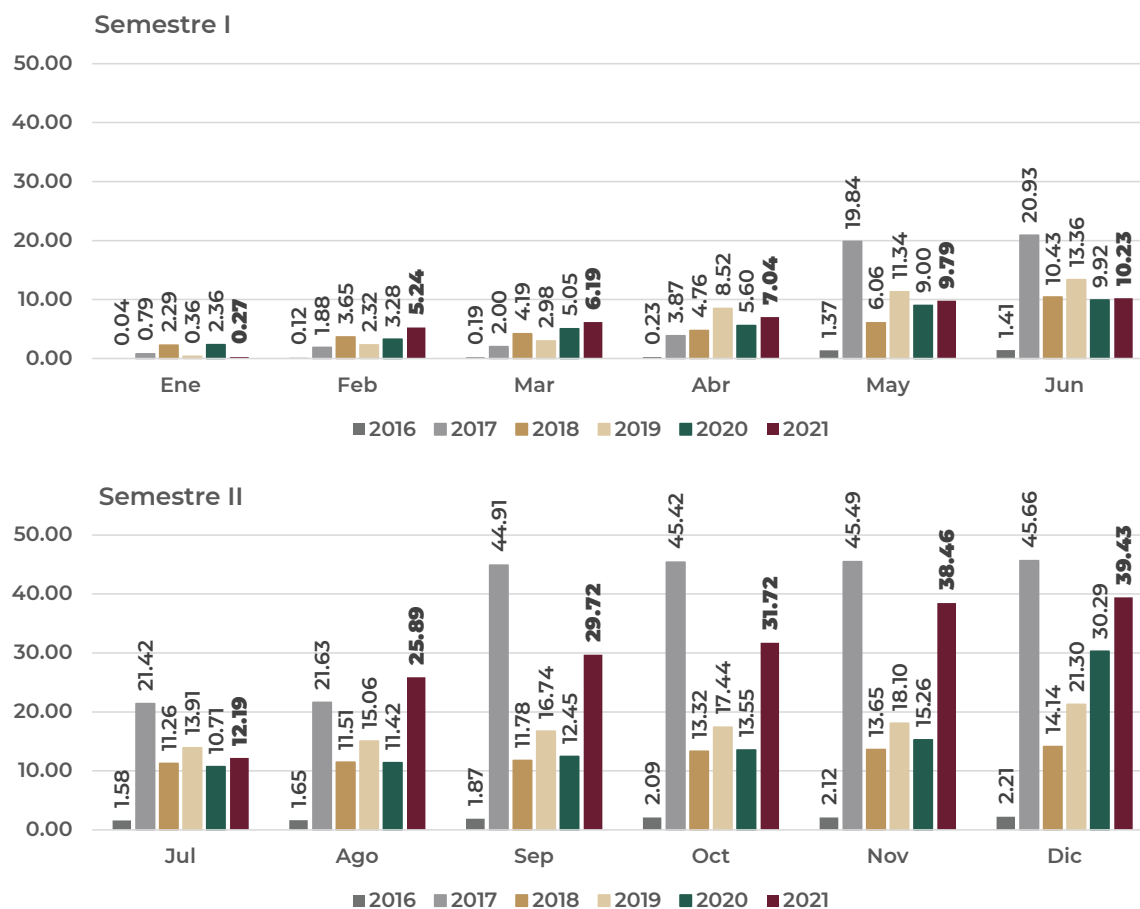
Información del evento del 21/08/2021

Figura 35. Composición del SAIDI Total de la RNT, 2021. [Acumulado anual; minutos promedio por usuario]



Fuente: Elaborado por la Comisión con información de CFE Transmisión

Figura 36. SAIDI Total en la RNT. Acumulado anual con base mensual, 2016-2020 [minutos promedio por usuario]



Nota: Para 2016 el valor del indicador corresponde solo al desempeño de la Red de Transmisión, para los demás años corresponde al desempeño de la RNT.

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

3.4 Energía no suministrada en la RNT (ENS)

Otro indicador asociado al desempeño de la RNT es el de la 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.²⁶ La Figura 37, presenta la ENS que se registró en la RNT en los últimos seis años; a su vez, se muestran dos componentes, a manera de distinguir la ENS atribuible al Transportista (operación y mantenimiento de la RNT) y la que corresponde a eventos de caso fortuito o de fuerza mayor.

Respecto a la ENS atribuible al Transportista, el comportamiento de este índice ha sido alternante en el periodo de 2016 a 2021. En 2021 los mayores incrementos mensuales, que aumentaron el valor acumulado de este indicador, se presentaron en el segundo semestre del año, los meses de julio y septiembre registraron variaciones superiores a 500 MWh, principalmente debido a fallas en elementos del nivel de tensión de 115 kV. Por otra parte, la ENS atribuible a casos fortuitos o de fuerza mayor presentó sus mayores incrementos en los meses de febrero y agosto de 2021 (variaciones mayores a 4,500 MWh)²⁷.



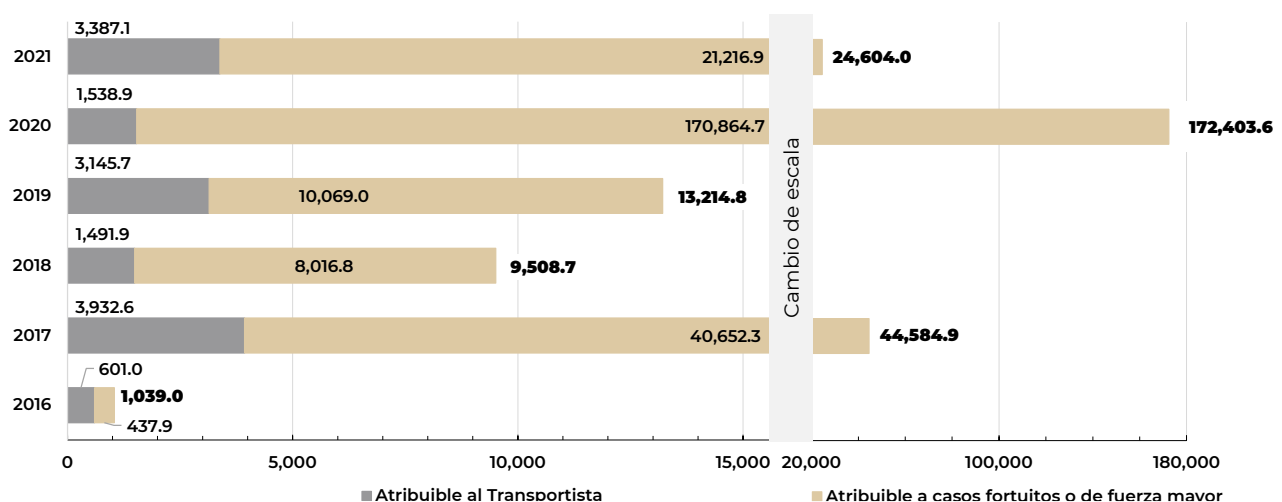
ENS

Se define como el producto de la duración de una interrupción por la potencia medida en el momento en que ocurrió

El promedio histórico de la ENS atribuible al Transportista es de **2,349.55 MWh**

El promedio histórico de la ENS atribuible casos fortuitos o de fuerza mayor es de **41,876.28 MWh**

Figura 37. Componentes del indicador de ENS atribuibles al Transportista y a casos fortuitos o de fuerza mayor en la RNT, 2016-2021. [MWh]

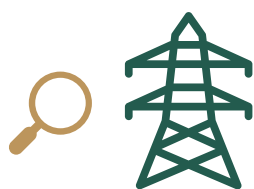


Nota: Para 2016 el valor del indicador corresponde solo al desempeño de la Red de Transmisión, para los demás años corresponde al desempeño de la RNT.

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

²⁶ Las Disposiciones de la RNT y de las RGD no establecen un valor de referencia para este indicador

²⁷ Principalmente debido a las interrupciones del 15 de febrero y a fenómenos de la naturaleza en agosto.



En 2021, más del 70% de la ENS correspondió a energía transmitida por la RNT hacia las RGD, el resto correspondió a los grandes

Respecto a las fallas en elementos de la RNT, 18 ocurrieron en la Red de Transmisión y 158 ocurrieron en la Red de Subtransmisión (140 en 115 kV)

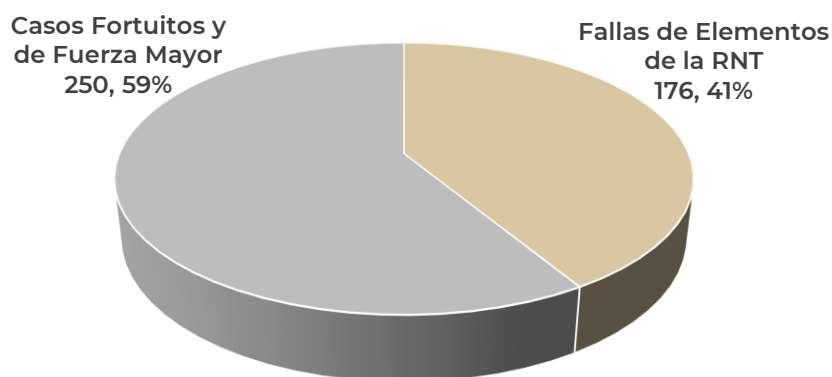


En 2021, el SEN operó con sobrecargas en su transformación y transmisión, aún sin contingencias, lo cual compromete la operación y mantenimiento de la RNT, por lo que resulta evidente la necesidad de inversiones adicionales en la



En la Figura 38, se muestra la distribución por causas de las interrupciones relacionadas con los indicadores de la RNT, en lo que respecta al año 2021, como se puede observar, las fallas reportadas en elementos de transmisión representaron 41% del total de las interrupciones, por otro lado, las interrupciones debidas a casos fortuitos y de fuerza mayor representan el 59% de un total de 426 interrupciones.

Figura 38. Causas de las interrupciones asociadas a los indicadores de desempeño de la RNT en 2021.



Fuente: Elaborado por la Comisión con información de CFE Transmisión

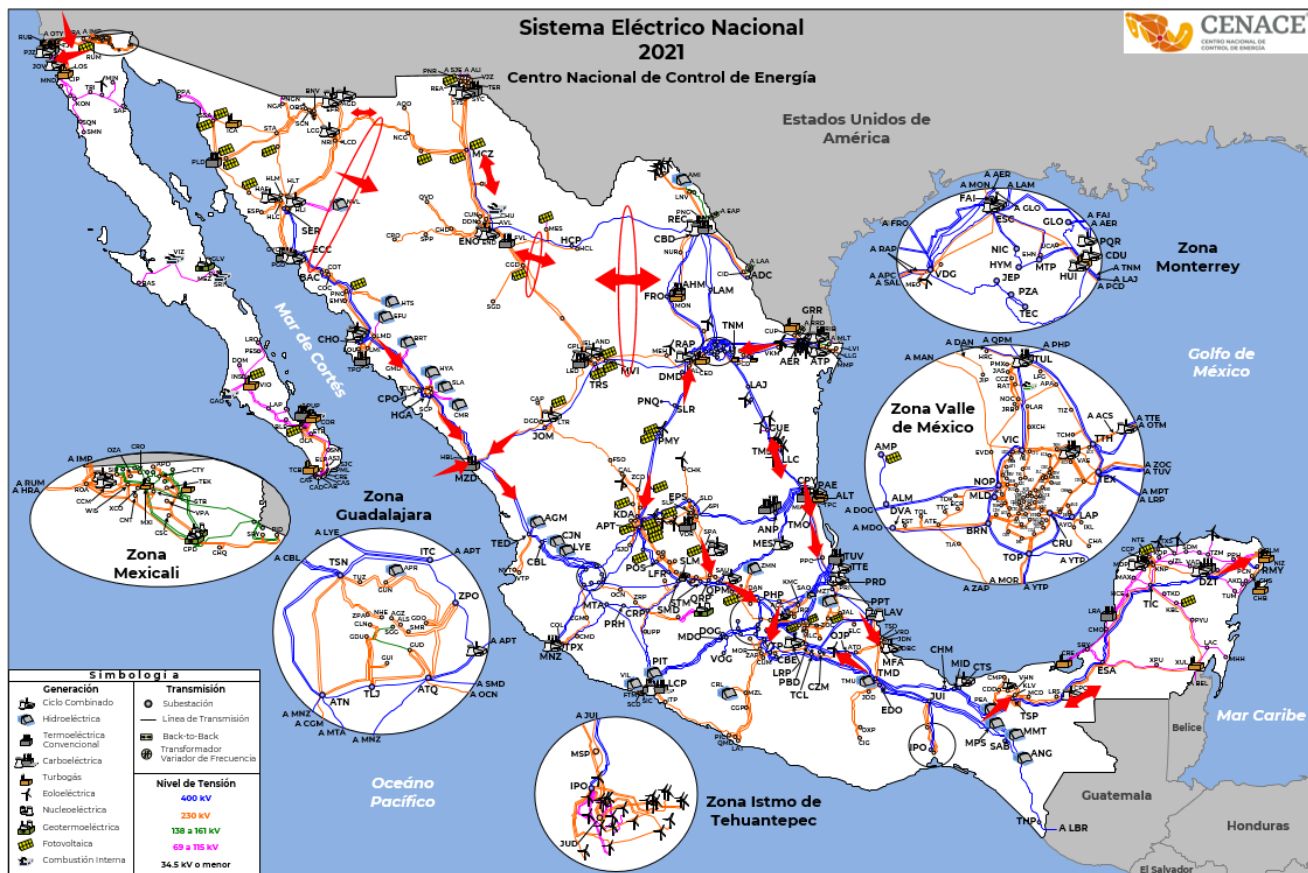
3.5 Saturación y sobrecargas en la RNT

Debido a su estructura física, al comportamiento de la demanda de las diferentes regiones, la disponibilidad de generación y transmisión, entre otros aspectos relacionados con la operación del SEN, los corredores de la RNT se ven eventualmente sujetos a congestión y saturación. En el 2021, se presentaron diferentes circunstancias que tuvieron como resultado que algunos corredores de transmisión alcanzaran sus límites operativos.

Las causas principales y recurrentes se asocian a las altas demandas de verano, bajas demandas en invierno, reducciones de demanda prolongadas posteriores a los períodos de máxima demanda (cambios en flujos de potencia), indisponibilidad de generación por restricciones en el suministro y en la calidad del 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 se controlan para no rebasar sus límites operativos, en 2020, se muestran de manera ilustrativa en la Figura 39.²⁸

²⁸ CENACE. PAMRNT 2022 – 2036. https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ProgramaRNT_RDG.aspx

Figura 39. Principales corredores de transmisión con saturación, 2021.

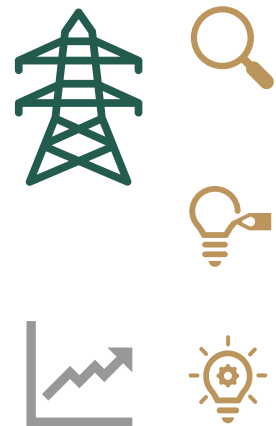


Fuente: PAMRNT 2022 – 2036, elaborado por el CENACE.

A su vez, se encuentran implementados y han operado Esquemas de Acción Remedial que disparan líneas, carga y/o generación por cuestiones de mantenimiento, sobrecargas y control de flujos, así como por casos fortuitos y de fuerza mayor.

Por lo anterior, resulta necesario reforzar las estrategias para la reducción de las interrupciones en la Red de Subtransmisión y consolidar la ejecución de los proyectos de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión, para una mejora continua en el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica, y que este se continúe brindando en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad.

Como parte del seguimiento de la evolución de los Índices reportados en este capítulo, se incorporan en el anexo de este documento dos gráficos donde se puede observar la variación combinada del SAIDI y el SAIFI así como del SAIFI Total y la ENS Total entre 2020 y 2021.







Capítulo Cuatro

Desempeño de las RGD

Con la finalidad de garantizar la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de las instalaciones y equipos que componen las RGD, así como de las instalaciones y equipos de los Usuarios Finales, nuevamente el artículo 18, apartado 3, de las Disposiciones de la RNT y de las RGD, establece los indicadores de disponibilidad, continuidad y calidad, que deben ser observados por el Distribuidor, función que está a cargo de la Empresa Productiva Subsidiaria del Estado: CFE Distribución.

Por lo anterior, en este capítulo se presentan los valores estadísticos de cada indicador con respecto al desempeño de la RGD, reportados por CFE Distribución en los últimos seis años. Así, para realizar la evaluación del desempeño de la RNT, la Comisión hace uso de estos parámetros.

4

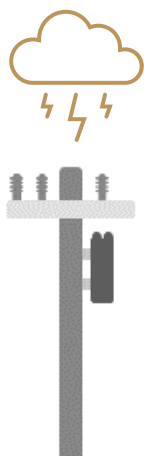
4.1 Índice de duración promedio de interrupciones en Distribución (SAIDI)



El SAIDI de las RGD, se calcula considerando las interrupciones que superan los cinco minutos de duración y mide la duración promedio de las interrupciones ocurridas en las RGD experimentadas por sus usuarios. 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 SAIDI

Aceleró su tasa de crecimiento a partir del mes de junio



Para más información consulta este vínculo:

CFE Distribución
Informe público anual
2021

- I. 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.
- II. 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 18, se muestra la evolución del SAIDI promedio acumulado de las Divisiones de Distribución para el periodo 2016-2021, donde se puede observar la mejoría del indicador en todas las Divisiones de Distribución a excepción de la División sureste, la cual presenta un ligero incremento con respecto al año anterior.

Las mejoras en el indicador se presentaron en mayor grado en las Divisiones de Distribución de Noroeste, Oriente y Golfo Centro, siendo ésta última la de mayor mejoría, en cambio, la División con mejor SAIDI en 2021 fue la de Centro Oriente. La División de Distribución Sureste, fue la que presentó el valor más alto de este indicador, siendo la que históricamente ha presentado los valores más altos del índice y en este año aumentó con respecto a lo presentado en 2020; 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. En el año 2021 la mayoría de las Divisiones de Distribución presentaron el valor histórico más bajo para el SAIDI a excepción de la División sureste la cual presenta su valor histórico más bajo en el año 2020.

Tabla 18. SAIDI por División de Distribución de las RGD, 2016-2021. [minutos]

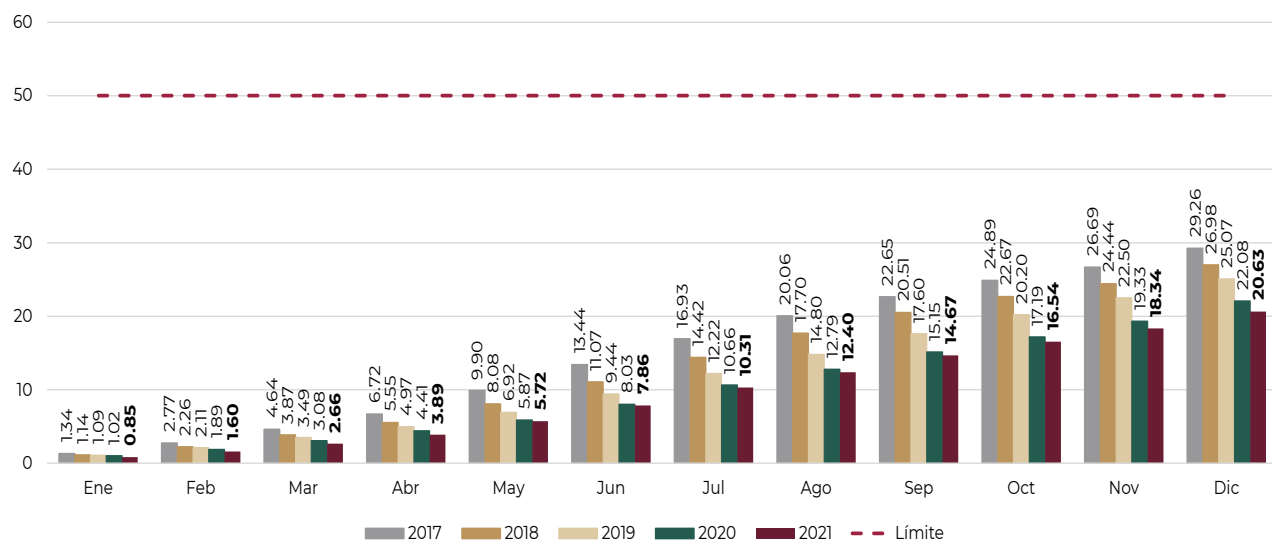
No.	División de Distribución	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Tendencia	Variación 20-21 ¹
1	Baja California	23.43	20.82	20.58	21.41	20.72	20.35		-0.36
2	Noroeste	39.40	36.59	34.46	29.86	23.46	20.82		-2.63
3	Norte	22.44	20.74	19.22	18.67	17.21	16.70		-0.51
4	Golfo Norte	30.88	25.01	22.07	19.77	18.98	17.87		-1.11
5	Golfo Centro	41.77	38.64	40.50	35.47	31.47	27.34		-4.13
6	Bajío	24.63	23.69	22.48	21.44	19.59	18.00		-1.58
7	Jalisco	26.84	24.41	23.73	22.44	21.58	19.41		-2.18
8	Centro Occidente	21.58	19.14	18.94	18.31	16.37	15.55		-0.83
9	Centro Sur	27.31	26.73	25.77	24.75	20.44	19.15		-1.29
10	Centro Oriente	18.69	17.63	17.60	17.12	14.72	12.74		-1.98
11	Oriente	26.64	22.35	26.62	22.17	19.17	16.21		-2.96
12	Sureste	51.35	72.15	55.03	53.41	46.95	47.52		0.57
13	Peninsular	19.12	18.38	19.24	17.24	15.05	14.91		-0.14
14	Valle de México Norte	30.54	27.67	26.11	25.47	24.39	22.60		-1.79
15	Valle de México Centro	28.19	22.53	20.82	18.37	14.35	13.71		-0.64
16	Valle de México Sur	45.19	38.09	31.83	27.79	20.81	18.88		-1.93

¹ Una disminución del indicador representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.

Fuente: Elaborado por la Comisión con información de CFE Distribución

Al respecto, la Figura 40 muestra el valor del acumulado anual del SAIDI con base mensual derivado de causas asociadas al distribuidor en las RGD, el cual ha presentado mejora desde lo registrado entre el año 2017 y el 2021. El indicador continúa en cumplimiento respecto a la meta establecida con un margen mayor al del 50%.

Figura 40. Acumulado anual de SAIDI en las RGD con base mensual, 2017 – 2021. [minutos]



Fuente: Elaborada por la Comisión con información de CFE Distribución.

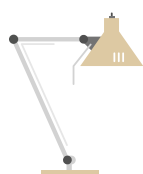


La extensión y desarrollo de las RGD las hace susceptibles a diferentes eventos desde operativos y de mantenimiento hasta de fuerza mayor y fortuitos, si bien no todos culminan en una interrupción, representan una cantidad mucho mayor que los suscitados en la RNT, pero de menor impacto en cuanto a la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

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 19 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 2016-2021, a su vez se muestra la variación del SAIFI con respecto del año anterior.



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 incluyendo todas las empresas Distribuidoras a nivel nacional.



De manera general, el SAIFI en todas las Divisiones de Distribución se mantiene en valores aceptables, indicando en su mayoría una tendencia de reducción en los últimos seis años, apreciándose que en el año 2021 se presenta históricamente el mejor indicador SAIFI en 13 de las 16 Divisiones de Distribución, lo cual representa una mejora de este índice; las Divisiones Golfo Centro y Sureste lo presentaron en el año 2018, mientras que la División Centro Oriente lo presentó en el año 2019. Sin embargo, la División Golfo Centro, registró un ligero incremento con respecto al año anterior, indicando un aumento de eventos por usuario. Las Divisiones Bajío, Peninsular, Valle de México Norte y Valle de México Centro presentan registros similares al año 2020 con una ligera disminución. La División Oriente, registró el mejor valor de SAIFI, mientras que la División Valle de México Norte registró el valor más alto en 2021.

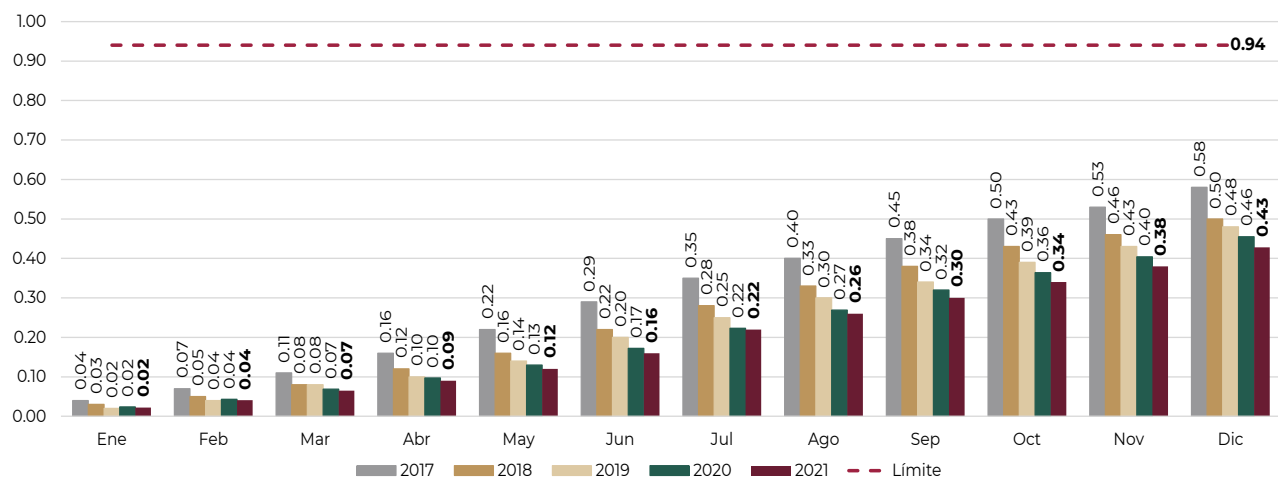
Tabla 19. SAIFI por División de Distribución de las RGD, 2016-2021. [eventos por usuario]

No.	División de Distribución	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Tendencia	Variación 20-21 ¹
1	Baja California	0.62	0.57	0.54	0.57	0.57	0.54		-0.03
2	Noroeste	1.09	0.91	0.87	0.62	0.52	0.47		-0.05
3	Norte	0.73	0.58	0.48	0.43	0.42	0.40		-0.02
4	Golfo Norte	0.62	0.47	0.42	0.38	0.38	0.37		-0.01
5	Golfo Centro	0.63	0.39	0.35	0.38	0.40	0.42		0.01
6	Bajío	0.41	0.39	0.35	0.35	0.33	0.33		0.00
7	Jalisco	0.52	0.48	0.46	0.46	0.45	0.43		-0.02
8	Centro Occidente	0.47	0.40	0.38	0.35	0.35	0.30		-0.04
9	Centro Sur	1.07	0.70	0.53	0.58	0.56	0.50		-0.06
10	Centro Oriente	0.38	0.34	0.30	0.27	0.32	0.29		-0.03
11	Oriente	0.54	0.38	0.31	0.33	0.28	0.27		-0.01
12	Sureste	1.07	0.90	0.61	0.64	0.68	0.62		-0.06
13	Peninsular	0.60	0.53	0.51	0.45	0.43	0.42		0.00
14	Valle de México Norte	0.85	0.72	0.72	0.65	0.64	0.63		0.00
15	Valle de México Centro	0.90	0.71	0.66	0.55	0.43	0.43		0.00
16	Valle de México Sur	0.99	0.86	0.74	0.70	0.58	0.49		-0.09

¹ Una disminución del indicador representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.
Fuente: Elaborado por la Comisión con información de CFE Distribución.

Con respecto al SAIFI a nivel nacional para 2021, registró el valor menor de los últimos cinco años reportados lo que indica una disminución de eventos de afectación a usuarios como se puede observar en la Figura 41. El indicador continúa en cumplimiento respecto a la meta establecida con un margen de más del 50%.

Figura 41. SAIFI nacional de las RGD, acumulado anual con base mensual, 2017 – 2021.

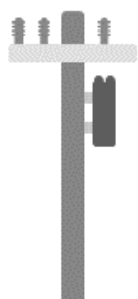


Fuente: Elaborado por la Comisión con información de CFE Distribución.

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



El CAIDI se define como la Duración promedio de las interrupciones individuales del Suministro Eléctrico, a causa del incumplimiento de los criterios establecidos en el Código de Red atribuidas al Transportista o Distribuidor. Deberá calcularse anualmente a nivel nacional y se determinará para cada División de Distribución, es decir, 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 20 muestra la evolución del CAIDI por División de Distribución en los últimos seis años con la variación registrada en el último año. La orientación que presenta este indicador ha sido alternativa en su tendencia con respecto a sus valores históricos. En esta tabla se puede apreciar que en el 2021 se presentó el valor histórico más bajo para 6 de las 16 Divisiones de Distribución, 8 de ellas el valor histórico más bajo se presentó en el 2016 y 2 más en el 2020.



La División Valle de México Centro fue la que presentó el mejor CAIDI reportado, siendo esta quien ha mantenido el promedio más bajo de los últimos cinco años, mientras que la División Sureste fue la que registró el valor más alto de este indicador, superando en esta ocasión a la división Golfo Centro que históricamente había mantenido los valores más altos de este indicador; las Divisiones Bajío, Oriente y Sureste de igual forma han presentado históricamente valores elevados de CAIDI. El máximo histórico se registró para la División Golfo Centro en 2017 y el mínimo histórico para la División Centro Sur en 2016.



Por lo que respecta a la variación del CAIDI en comparación del año 2021 y el año 2020, se observa que en 10 Divisiones de Distribución el valor de CAIDI es menor en el 2021 y en 6 Divisiones se observa un incremento de este valor con respecto al año 2020. Las Divisiones Golfo Centro, Oriente y Bajío registraron los mayores decrementos en la duración promedio de las interrupciones por usuario en comparación con respecto al año anterior. Mientras que la División Sureste registro el Mayor incremento.

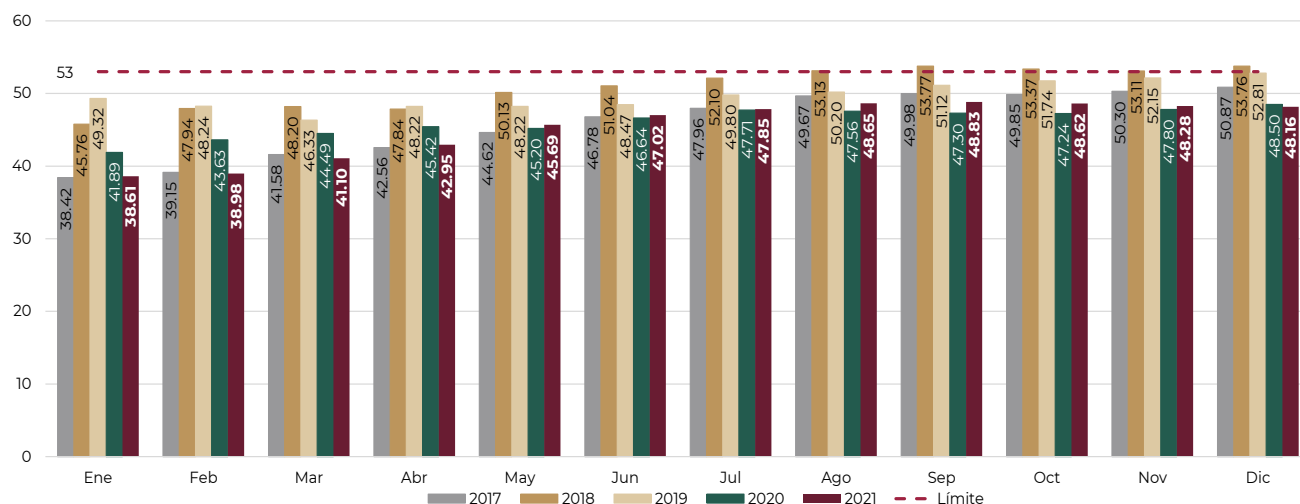
Tabla 20. CAIDI Acumulado por División de Distribución de las RGD, 2016-2021.
[minutos por usuario]

No.	División de Distribución	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Tendencia	Variación 20-21 ¹
1	Baja California	37.63	36.71	38.24	37.36	36.62	38.08		1.46
2	Noroeste	36.16	40.20	39.73	48.59	45.40	44.70		-0.70
3	Norte	30.61	35.69	39.73	43.38	40.65	41.68		1.03
4	Golfo Norte	49.54	53.74	52.64	51.50	49.70	48.59		-1.11
5	Golfo Centro	66.72	100.04	116.30	92.51	77.97	65.62		-12.35
6	Bajío	60.40	60.70	64.42	61.23	59.21	55.06		-4.15
7	Jalisco	51.42	50.74	51.16	48.45	47.49	44.74		-2.75
8	Centro Occidente	46.38	48.07	49.39	52.89	47.40	51.11		3.71
9	Centro Sur	25.54	38.08	48.33	42.52	36.61	38.72		2.12
10	Centro Oriente	49.81	52.43	59.36	63.47	45.65	43.49		-2.17
11	Oriente	48.97	59.06	84.97	66.99	67.62	59.72		-7.90
12	Sureste	47.94	80.54	90.06	83.82	69.29	76.49		7.20
13	Peninsular	31.94	35.03	38.10	38.44	35.38	35.35		-0.03
14	Valle de México Norte	36.04	38.19	36.54	39.48	38.33	35.63		-2.70
15	Valle de México Centro	31.27	31.56	31.77	33.65	33.42	32.02		-1.41
16	Valle de México Sur	45.78	44.38	42.78	39.73	36.08	38.55		2.47

¹ Una disminución del indicador representa una mejora que se ve reflejada en el promedio nacional anual.
Fuente: Elaborado por la Comisión con información de CFE Distribución.

Con base en lo reportado en las Divisiones de Distribución, el CAIDI nacional registrado mensualmente de forma acumulada, cerró 2021 con un valor de 48.16 minutos, mejorando con respecto al año anterior, siendo el menor valor histórico registrado desde 2017. La Figura 42 muestra la evolución mensual del CAIDI nacional acumulado para el periodo 2017-2021. El indicador continúa en cumplimiento respecto a la meta establecida.

Figura 42. CAIDI nacional de las RGD, acumulado mensual, 2017-2021. [minutos por usuario]



Fuente: Elaborado por la Comisión 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 el 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 cada una de las zonas de distribución. Para la medición del factor de potencia, el Distribuidor debe contar al menos el 75 % de infraestructura requerida para su medición en los interruptores de los circuitos de media tensión.



Al inicio del periodo de análisis, en 2016, seis de las 16 Divisiones de Distribución (véase Figura 43) reportaron un bajo cumplimiento del factor de potencia, este indicador mejoró en 2017 al presentar solo tres de ellas un valor de cumplimiento inferior al mínimo establecido. Para 2018, sólo dos de las Divisiones se encontraron por debajo del 80%, en 2019 sólo quedó la División Bajío con un valor reportado de 76.9%, para el año 2020 y 2021 todas las Divisiones de Distribución se encuentran dentro de la meta establecida, mostrando una mejoría en el factor de potencia en casi todas las Divisiones de Distribución a excepción de la División Valle de México Centro, la cual muestra una ligera disminución, teniendo su mejor registro en 2016. Esto habla del trabajo que se ha realizado sobre los circuitos de las RGD en los últimos años. La Tabla 21 muestra la evolución del cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de las RGD en los últimos seis años.

La División que mayor cumplimiento reportó en 2021 fue la Centro Occidente con 94.56%, Se observa que 8 de las 16 Divisiones de distribución tienen un porcentaje de cumplimiento arriba del 90% y las otras 8 Divisiones de Distribución se ubicaron entre el 80% y 90% de cumplimiento en 2021, siendo la División de Distribución de Valle de México Centro la que presentó el valor más bajo con 82.07%.



La mayoría de las Divisiones de Distribución presentó una variación creciente en el valor de este indicador en comparación con el año previo, salvo la División Valle de México Centro. En 2021 se registró el mayor valor promedio histórico para 12 de las 16 Divisiones de Distribución; en el año 2019 tuvo su mejor registro la División Valle de México Norte, en el año 2018 las Divisiones Centro Oriente y Valle de México Sur y en el año 2016 la División Valle de México Centro.

Tabla 21. Cumplimiento del factor de potencia de los circuitos de RGD por División de Distribución, 2016-2021 [porcentaje de circuitos, promedio anual]

División de distribución	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Tendencia	Variación 20-21 ¹
Baja California	89.00	88.58	88.68	87.19	89.45	90.18		0.73
Noroeste	83.00	86.09	81.89	85.80	89.97	91.38		1.40
Norte	64.00	74.06	83.26	82.07	82.72	84.07		1.35
Golfo Norte	82.00	82.87	83.39	82.92	85.64	88.29		2.65
Golfo Centro	75.00	82.54	82.86	83.62	82.81	85.18		2.37
Bajío	63.00	76.89	74.50	76.86	80.16	83.40		3.24
Jalisco	88.00	88.29	87.41	87.73	90.57	91.64		1.07
Centro Occidente	72.00	85.61	89.92	91.78	93.25	94.56		1.31
Centro Sur	85.00	89.13	91.75	93.10	92.73	93.53		0.80
Centro Oriente	85.00	89.18	90.70	84.84	86.34	88.43		2.09
Oriente	74.00	82.83	87.96	86.71	86.26	89.84		3.58
Sureste	88.00	87.73	86.21	84.90	88.49	90.98		2.49
Peninsular	79.00	83.09	84.37	84.53	88.71	90.18		1.47
Valle de México Norte	86.00	87.44	87.28	88.09	86.73	87.27		0.54
Valle de México Centro	86.00	79.24	78.35	84.86	82.18	82.07		0.10
Valle de México Sur	91.00	92.93	93.85	91.97	92.77	92.93		0.16

¹ Para este indicador un incremento del valor representa una mejora, el mínimo esperado es de 80.0%.

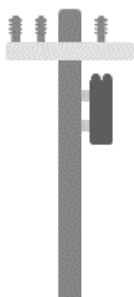
Fuente: Elaborado por la Comisión con información de CFE Distribución.

Figura 43. Mapa de las Divisiones de Distribución.



Fuente: PAMRGD 2021 – 2035, elaborado por CFE Distribución.

4.5 Porcentaje de Cumplimiento de Variaciones de Tensión (PCVT)



La prestación del Servicio Público de Distribución de Energía eléctrica deberá realizarse considerando el correcto funcionamiento e integridad de las RGD, de acuerdo con un determinado rango de tensión, dentro del cual el Distribuidor deberá proporcionar el suministro, para que los equipos y dispositivos del usuario final operen adecuadamente, sin afectar sus características de diseño. Los límites de variación de tensión aplicables a las barras de las subestaciones²⁹ de las RGD (Nodos de Calidad), para el periodo que se reporta, son los siguientes:

Tabla 22. Rangos de tensión de operación en Estado Operativo Normal para las RGD

Tensión nominal	Tensión de operación máxima	Tensión de operación mínima
34.5	5%	-7%
23.0	5%	-7%
13.8	5%	-7%

Fuente: Elaborada por la Comisión con información del Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN del Código de Red (RES/151/2016)

Conforme a las DACG de Transmisión y Distribución, el Distribuidor deberá cumplir con el rango de tensión de operación en al menos el 90 % de los Nodos de Calidad. El PCVT se calcula a través del promedio de los registros de medición de 10 minutos y obteniendo la relación de los Nodos de Calidad que se encuentran en cumplimiento del rango establecido respecto al número total de Nodos de Calidad evaluados.



La Tabla 23 muestra la evolución del PCVT promedio anual con base mensual de los Nodos de Calidad de las RGD en los últimos cinco años. La orientación que presenta este porcentaje de cumplimiento ha sido alternante en su tendencia con respecto a sus valores históricos. La División Valle de México Sur y Valle de México Centro fueron las que presentaron el mejor porcentaje de cumplimiento reportado, siendo esta última quien ha mantenido el promedio histórico más alto de los últimos cuatro años, mientras que la División Baja California fue la que registró el valor más bajo, sin embargo, de manera general se observan condiciones favorables para la tensión de suministro en todas las Divisiones de Distribución.

²⁹ En el lado de Media Tensión de las subestaciones eléctricas de Alta a Media Tensión

Tabla 23. PCVT por División de Distribución, 2017-2021 [porcentaje de Nodos de Calidad en cumplimiento, promedio anual con base mensual]

División de distribución	2017	2018	2019	2020	2021	Tendencia	Variación 20-21 ¹
Baja California	99.53	99.93	99.54	99.60	98.30		-1.30
Noroeste	99.66	99.53	99.43	99.91	99.37		-0.53
Norte	99.88	99.88	99.75	99.79	99.95		0.16
Golfo Norte	99.36	99.05	99.14	99.21	99.55		0.33
Golfo Centro	99.37	99.20	98.26	97.98	99.08		1.10
Bajío	99.27	96.55	95.83	97.93	98.87		0.93
Jalisco	99.44	98.96	99.04	99.33	99.57		0.24
Centro Occidente	99.40	99.60	99.86	99.81	99.82		0.01
Centro Sur	98.51	99.03	98.65	99.04	99.75		0.71
Centro Oriente	98.79	98.43	97.49	99.57	97.86		-1.71
Oriente	97.19	98.16	94.90	95.99	98.54		2.55
Sureste	98.34	99.17	97.81	97.83	99.13		1.30
Peninsular	99.24	99.16	97.38	98.91	99.35		0.44
Valle de México Norte	98.51	98.77	99.43	99.75	99.39		-0.35
Valle de México Centro	99.76	100.00	100.00	100.00	100.00		0.00
Valle de México Sur	99.26	99.79	99.52	99.72	100.00		0.28

¹ Para éste indicador un incremento del valor representa una mejora, el mínimo esperado es de 90.0%.
Fuente: Elaborado por la Comisión con información de CFE Distribución.





Capítulo cinco

Conclusiones

Una vez analizada la información del desempeño del SEN y sus elementos componentes básicos conformados por las UCE en la parte de generación, la RNT para el transporte y las RGD para el suministro eléctrico mediante la distribución de la energía eléctrica, se obtiene un panorama general donde pueden identificarse las principales problemáticas y sus causas, así como su evolución por GCR. Asimismo, se puede observar la evolución de los indicadores de sustentabilidad relacionados con el portafolio de generación y la entrada en operación de nuevos proyectos.

En 2021, las variables operativas del SEN que integran los índices de desempeño establecidos en la regulación vigente se mantuvieron dentro de los parámetros establecidos, conservando valores aceptables la mayor parte del año. Sin embargo, se presentaron eventos que registraron desvíos sobre las metas y límites establecidos donde el SEN experimentó retos importantes derivados, entre otros factores, de la falta de infraestructura en algunos corredores de la RNT y de la indisponibilidad de generación

5

en algunas GCR que, ante eventos fortuitos, potenciaron la aparición de disturbios de mayor afectación y duración. En un lapso menor a dos meses, el SEN experimentó dos eventos fortuitos, el primero el 28 de diciembre de 2020 y el segundo el 15 de febrero de 2021, ambos con importantes afectaciones de carga, donde *la experiencia adquirida indica que se debe trabajar en los proyectos de infraestructura, especialmente los aplazados, que evolucionan año con año en mayores necesidades del sistema*. Aunque el SEN mantiene su operación equilibrada en casi todas sus GCR, algunas de ellas operan en cumplimiento sólo en ausencia de contingencias sencillas (n-1), situación que representa un factor de incremento de los estados operativos de alerta en el SEN.

SEGURIDAD DEL SUMINISTRO

Congestión de corredores de transmisión

En la RNT, algunos corredores presentan congestiones con cierta frecuencia, situación que los coloca como los corredores con mayor congestión. Así, en 2021 los corredores con mayor congestión de acuerdo con el PAMRNT 2022-2036 fueron:

- GCR Central. Teotihuacán–Texcoco, en 400 y 230 kV con más de 100 horas al 100% de su capacidad;
- GCR Oriental. Ixtepec Potencia–Juile, en 400 kV con más de 2500 horas de operación por arriba de su límite operativo y Malpaso–Tabasco en 400 kV con más de 1,300 horas de operación entre EOA y EOE;
- GCR Occidental. Tepic II–Cerro Blanco en 400 kV con 18 horas por arriba de su límite de EON y Querétaro–Tula en 400 kV con 26 horas por arriba de su límite de EON;
- GCR Noroeste. La compuerta Noroeste–SIN con 67 horas en EOA por flujos arriba del límite establecido para EON y la compuerta Mazatlán Dos–Tepic Dos en 400 kV con 465 horas en EOA por flujo superior al límite de EON;
- GCR Norte. La red de 115 kV de la ZOT Laguna ante un evento de indisponibilidad de generación o la contingencia sencilla en la SE Torreón Sur;
- GCR Noreste. El corredor Champayán–Güémez–Lajas–Huinalá en 400 kV con operación de DAC y un EAR en la Zona Metropolitana de Monterrey; además de los corredores Tamazunchale–Querétaro, Ramos Arizpe Potencia–Primero de Mayo, Champayán–Altamira, Altamira–Tamós, Tamós–Poza Rica, Bravo–Monterrey, todos con líneas en 400 kV con

30, 80, 76, 203, 58 y 48 horas por arriba de sus límites en EON, respectivamente. En el corredor GCR Norte – GCR Noreste con líneas en 400 y 230 kV con 178 horas en EOA en sentido Norte-Noreste y 30.5 horas en EOA en sentido Noreste-Norte;

- GCR Peninsular. Enlace peninsular con el sureste Tabasco Potencia-Escárcega Potencia en 400 kV y las LT entre Escárcega Potencia-Santa Lucía en 230 kV operó 250 horas con un EAR por contingencia sencilla y 7,870 horas con EAR por contingencia doble; y
- GCR Baja California. La red en 69 kV en las LT Cárdenas-63110-Rubí y LT Guerrero-63570-Rubí, así como las LT SE Tijuana-SE Industrial.

Todos los corredores y líneas de transmisión mencionadas tienen identificados y propuestos proyectos que buscan solucionar la problemática de la congestión, sin embargo, **aún aquellos ya instruidos, no cuentan con una fecha factible antes de noviembre de 2023 y el resto se observa que su entrada en operación ha sido aplazada entre 2024 y 2026. Por lo tanto, en el corto plazo, se espera continúe la condición de congestión ante los incrementos estacionales de demanda.**

En un análisis comparativo entre 2020 y 2021, se observa que han incrementado los corredores de transmisión en congestión, así como el tiempo en que han operado fuera del EON. La Comisión revisa y evalúa los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD en seguimiento a las necesidades imperantes y cambiantes del SEN, haciendo énfasis en la importancia de la ejecución en tiempo de los proyectos propuestos por el CENACE e instruidos por la SENER, ya que, el aplazamiento de un proyecto puede derivar en la necesidad de ampliarlo o sustituirlo por otro de mayor impacto, dadas las condiciones cambiantes de la demanda en el SEN.

Disponibilidad de Unidades de Central Eléctrica

En 2021, la disponibilidad de UCE en el SEN disminuyó de forma considerable en las GCR del norte del país, esta disminución estuvo asociada al déficit de gas natural derivado del evento climático suscitado en febrero, así como por la administración en embalses en las centrales hidroeléctricas y la degradación de capacidades de centrales térmicas asociada a las altas temperaturas en los meses de estiaje. Otro factor que incrementó las salidas de UCE fueron las fallas en las unidades que reportaron un incremento superior al 9.0%. Las salidas de UCE reportadas en 2021 resultaron 77.2% mayores a las reportadas en 2020.

Margen de Reserva Operativo

El MRO en el SIN se mantuvo cercano al 100% en todos los meses, con excepción de febrero que reportó 99.1% al salir la generación con gas natural. En el caso del SBCA, todo el año reportó su valor máximo de 100%, debido a la aplicación del protocolo correctivo y su coordinación con el operador independiente del Sistema de California, CAISO.

En el SBCS, debido a su condición aislada, su MRO depende sólo de los recursos de generación instalados y disponibles en el sistema y ante cualquier eventualidad, el MRO se ve reducido, este ha sido el caso los últimos dos años, donde el MRO disminuye a valores mínimos aceptables en los meses donde la temperatura ambiente incrementa, elevando la demanda y degradando la capacidad de las UCE. En 2021, el SBCS registró un MRO por debajo del límite aceptable (95%) con un valor de 94.8%. En el caso del Sistema Mulegé, su tamaño y capacidad instalada y su demanda prácticamente constante, permite un mejor control de su MRO, que en los últimos dos años ha sido prácticamente 100%.

Disturbios

La cantidad de disturbios registrados en el SEN en 2021 fue de 13,799 eventos, cifra 14.0% menor a la reportada en 2020. Esto fue el resultado de la reducción de los disturbios de mínima, baja y alta relevancia, mientras que los de media relevancia aumentaron 3.1%. *En el periodo 2018-2021 la cantidad de disturbios se ha reducido con una tasa media anual de 6.0%, lo que refleja los esfuerzos en la operación adecuada del sistema y la mejora en la confiabilidad de la RNT reduciendo el riesgo de falla.* Los disturbios que derivaron en afectaciones de carga fueron 3,499 eventos con una afectación total anual de 339.6 GWh.

CALIDAD DE LA ENERGÍA

En cuanto a las variables eléctricas de tensión y frecuencia, cuyas bandas de calidad se establecen en el Código de Red, en 2021, se registró una importante cantidad de eventos en el primer trimestre debido a la operación de esquemas de protección del sistema por desviación de frecuencia (EPS 81) ante la salida parcial de la red en la GCR Noreste como consecuencia de la pérdida de generación por indisponibilidad de gas natural ante un evento climático que imposibilitó su suministro. La afectación de carga superó los 2,290 MW sólo en las GCR Noreste y Norte, además de otros eventos registrados en el segundo trimestre en la GCR Norte, por la falla en un bus de la SE Moctezuma, los cuales sumaron una afectación de 237.3 MW en la ZOT Juárez. Este evento, con origen en la GCR

Noreste, tuvo repercusiones en los niveles de tensión de las GCR Norte, Noroeste y Occidental que también derivaron en afectaciones de carga. Después de estos eventos, la revisión de los ajustes de las protecciones del sistema es una tarea obligada para los responsables de la RNT en las diferentes GRT, para quedar en condiciones óptimas de coordinación.

CONTINUIDAD EN EL SERVICIO

En el análisis de los índices de desempeño de la RNT asociados a las interrupciones del suministro eléctrico, en 2021 se identificó un incremento en prácticamente todos los indicadores, de esta forma el IDT mejoró en 3 GRT, mientras que en las 6 GRT restantes disminuyó y en la nueva GRT Valle de México se tiene sus primeros registros aceptables.

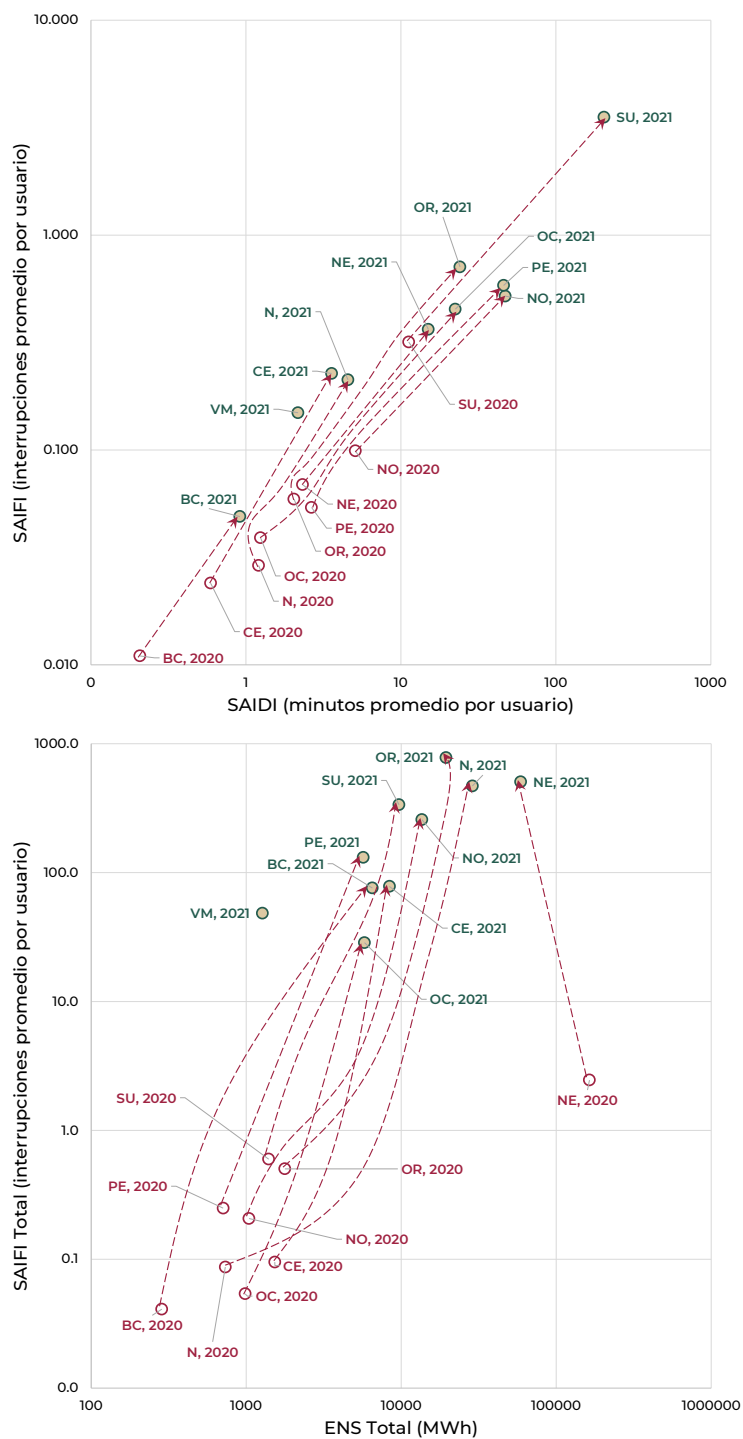
Para el SAIFI, el valor reportado se encontró dentro de la meta establecida, sin embargo es el mayor valor observado para el periodo 2018 – 2021 y en el caso del SAIDI atribuible a la operación y mantenimiento se rebasó la meta establecida. Las interrupciones se asociaron a fallas en los elementos y equipos asociados de transmisión en su mayoría en el nivel de tensión de 115 kV. Los valores del SAIFI Total y el SAIDI Total, se vieron afectados en 2021 por fenómenos climáticos y retos en el suministro de gas natural para la generación, entre otros factores. Para la Energía no Suministrada (ENS) relacionada con la operación y mantenimiento de la RNT se tuvo un valor de 3,387.1 MWh el más alto entre 2018 y 2021, y la ENS asociada a casos fortuitos o de fuerza mayor registró un valor de 21,216.9 MWh, menor a la registrada en 2020, pero mayor a la reportada en 2018 y 2019.

Para las RGD, en 2021 se registró una mejora generalizada en el SAIDI en las Divisiones de Distribución en relación con 2020, exceptuando la División Sureste que tuvo un ligero incremento. La tendencia es la disminución del índice que, en su acumulado anual, reportó el valor más bajo de los últimos seis años. Para el SAIFI, la tendencia general es de disminución, donde el acumulado anual de SAIFI de las RGD 2021 registró el menor valor para el periodo 2016-2021 en 13 de las 16 Divisiones de Distribución. En el caso del CAIDI la evolución es mixta con 6 divisiones en mínimo histórico.

Dado que la frecuencia de las interrupciones deriva de diversos factores adversos, los cuáles suelen ser en gran parte impredecibles, se debe mejorar en la planeación y la capacidad de respuesta ante las eventualidades reduciendo así la duración de las mismas.

Anexo

Evolución de los Índices de la RNT entre 2020 y 2021



Nota: Los desplazamientos hacia la izquierda-abajo representan mejoras. Las trayectorias trazadas son de carácter ilustrativo.

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

