

Contacto CONAMER

JCR1-ELS-Bo00200346

De: CARLOS SANTIBAÑEZ VENCES <carlos.santibanez@dt.cfe.mx>
Enviado el: lunes, 10 de febrero de 2020 01:32 p. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: SERGIO EDUARDO JIMENEZ RAMIREZ; JOSE MANUEL MUJICA DIAZ; CARLOS GONZALO MELENDEZ ROMAN; SANTOS LOPEZ AGUILAR
Asunto: COMENTARIOS AL DACG QUE CONTIENE LOS CRITERIOS DE EFICIENCIA, CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD, SEGURIDAD Y SUSTENTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL: CÓDIGO DE RED , DEL EXPEDIENTE 65/0011/220719
Datos adjuntos: Comentarios Codigo de Red CMOA agosto 2019-1.docx

CONAMER:

COMISION NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA

SE REMITEN LOS COMENTARIOS AL DACG QUE CONTIENE LOS CRITERIOS DE EFICIENCIA, CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD, SEGURIDAD Y SUSTENTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL: CÓDIGO DE RED., PUBLICADO EN CONAMER CON EL EXPEDIENTE 65/0011/220719.

SALUDOS
ATENTAMENTE

CARLOS SANTIBAÑEZ VENCES
CFE TRANSMISIÓN
EXTENSIÓN 35003



DACG que contiene los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red. Revisión de CFE Transmisión.

<i>Capítulo/Manual/Artículo /Criterio/Numeral</i>	<i>Dice</i>	<i>Debe Decir</i>	<i>Comentarios</i>
<i>En el documento en general</i>	Cenace	CENACE	Estandarizar
<i>Disposiciones generales del SEN/ A. Alcance del Código de Red/ A.2 Estructura/ A.2.1 Disposiciones generales del SEN</i>	El Capítulo 1 establece las Disposiciones Generales sobre las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad que son de observancia obligatoria en la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de pertenecen al MEM (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución que no pertenecen al MEM (PAMRGD). Lo anterior, observando en todo momento la política establecida por la Secretaría de Energía (Sener).	El Capítulo 1 establece las Disposiciones Generales sobre las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad que son de observancia obligatoria en la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que pertenecen al MEM (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución que no pertenecen al MEM (PAMRGD). Lo anterior, observando en todo momento la política establecida por la Secretaría de Energía (SENER).	Error de dedo
<i>Disposiciones generales del SEN/ B. Gestión del Código de Red/ B.6 Notificación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor.</i>	<p>Quien alegue un Caso Fortuito o Fuerza Mayor, deberá notificar a la CRE que ha ocurrido un evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, la duración aproximada del mismo y el efecto esperado en el SEN.</p> <p>La notificación se hará a través de escrito libre, por conducto del correspondiente Representante Legal a través de la Oficialía de Partes o la Oficialía de Partes Electrónica de la CRE, tan pronto como sea posible, pero a más tardar al día natural siguiente de que tenga lugar el evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor y, por escrito, pero nunca después de los dos (2) días hábiles siguientes a la fecha en que la parte que invoque Caso Fortuito o Fuerza Mayor tuvo conocimiento de tales eventos.</p>	<p>En eventos de Caso Fortuito o Fuerza Mayor que afecten severamente al SEN, se deberá notificar a la CRE que ha ocurrido un evento de este tipo, la duración aproximada del mismo y el efecto esperado.</p> <p>La notificación se hará a través de escrito libre, por conducto del correspondiente Representante Legal a través de la Oficialía de Partes o la Oficialía de Partes Electrónica de la CRE, tan pronto como sea posible, pero a más tardar 48 horas después del evento y el reporte escrito, nunca después de 96 horas después.</p> <p>Para eventos de Caso Fortuito o Fuerza Mayor en elementos o equipos asociados de la RNT que no pongan en riesgo la operación del SEN, se tienen procedimientos y comités para su análisis y clasificación.</p>	<p>Considero que es necesario puntualizar que este párrafo se refiere a casos fortuitos o fuerza mayor que afectan severamente el SEN. Además, con la experiencia que se tiene debemos proponer tiempos adecuados para hacer la notificación y la entrega de la documentación requerida.</p> <p>¿Tal vez agregar que en casos fortuitos o fuerza mayor en elementos de la RNT que no pongan en riesgo la operación del SEN, se tienen comités para su análisis.</p>

<p>Disposiciones generales del SEN/ C. Glosario/ C.1 Definiciones</p>	<p>Central Eléctrica Síncrona. Es el conjunto de instalaciones y equipos que generan energía eléctrica suficiente para que la frecuencia de la tensión generada, la velocidad de la unidad de generación y la frecuencia de la tensión de la red mantengan un valor constante y, por tanto, estén sincronizadas.</p>	<p>Central Eléctrica Síncrona. Es el conjunto de instalaciones y equipos que generan energía eléctrica para que la frecuencia de la tensión generada, la velocidad de la unidad de generación y la frecuencia de la tensión tengan el mismo comportamiento, es decir, estén sincronizadas.</p>	<p>Las palabras suficiente y constante como están aplicadas en el párrafo, no son ciertas en la operación de un sistema eléctrico de potencia.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ C. Glosario/ C.1 Definiciones</p>	<p>Compuerta. Corredor o Corredores de líneas de transmisión y/o cancos de autotransformadores o transformadores en paralelo, en los que por seguridad se establece un límite de transmisión (límite de cargabilidad y de sobrecarga permitida declarada).</p>	<p>Compuerta. Corredor o Corredores de líneas de transmisión y/o bancos de autotransformadores o transformadores en paralelo, en los que por seguridad se establece un límite de transmisión (límite de cargabilidad y de sobrecarga permitida declarada).</p>	<p>Error de dedo.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ C. Glosario/ C.1 Definiciones</p>	<p>Contingencia. Se refiere a la salida no prevista de un elemento del SEN (medida en MW).</p>	<p>Contingencia. Se refiere a la salida no prevista de un elemento del SEN.</p>	<p>Las contingencias no se miden en MW.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ C. Glosario/ C.1 Definiciones</p>	<p>Gerencias de Control Regional. Son las 9 regiones de control en las que está organizado el SEN, las cuales corresponden a las siguientes: Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Oriental, Occidental, Central, Baja California Sur y Peninsular.</p>	<p>Gerencias de Control Regional. Son las 8 regiones de control en las que está organizado el SEN, las cuales corresponden a las siguientes: Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Oriental, Occidental, Central, y Peninsular.</p>	<p>Entiendo que Baja California Sur es parte de la GCR Baja California.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ C. Glosario/ C.1 Definiciones</p>	<p>Interrupción. Abatimiento de la tensión hasta valores entre 0 p.u. y 0.1 p.u. de la tensión nominal en una o más fases; en un punto del sistema eléctrico, pudiendo ser momentánea, temporal o sostenida, dependiendo de su duración.</p>	<p>Interrupción. Abatimiento de la tensión en una o más fases; en un punto del sistema eléctrico, pudiendo ser momentánea, temporal o sostenida, dependiendo de su duración y que cause afectación de carga.</p>	<p>Hay abatimiento de tensión mayores a 0.1 p.u. que causan interrupción del suministro eléctrico.</p>

<p>Disposiciones generales del SEN/ C. Glosario/ C.1 Definiciones</p>	<p>Modelo Físico de la RNT para protecciones. Es el modelo de red que comparte CENACE con cada Central Eléctrica para su interconexión, y que sirve a esta para llevar a cabo el diseño de sus protecciones. No debe confundirse con “Modelo de la Red Física”, definido en las Bases del Mercado Eléctrico en su punto 2.1.81, relativo al modelo detallado de tipo nodo/interruptor en el EMS para el control operativo del SEN.</p>	<p>Modelo Físico de la RNT para protecciones. Es el modelo de red que comparte CENACE con cada Central Eléctrica para su interconexión, y con los demás participantes de la industria eléctrica, para llevar a cabo la coordinación de sus protecciones. No debe confundirse con “Modelo de la Red Física”, definido en las Bases del Mercado Eléctrico en su punto 2.1.81, relativo al modelo detallado de tipo nodo/interruptor en el EMS para el control operativo del SEN.</p>	<p>Se requiere que cualquier participante de la industria eléctrica que interconecte o conecte su sistema eléctrico a la RNT o RGD, tenga el modelo físico de la RNT para protecciones, para poder hacer los trabajos de coordinación de protecciones.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ C. Glosario/ C.1 Definiciones</p>	<p>Operador de Centro de Control. Trabajador responsable del control operativo en el Centro de Control.</p>	<p>Operador de Centro de Control. Trabajador responsable del control operativo o Control Físico, según corresponda, en el Centro de Control.</p>	<p>También hay Centro del Transportista y Centro de Control del Distribuidor.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ C. Glosario/ C.3 Acrónimos</p>	<p>CCD Centro de Control de Distribución CCG Centro de Control de Generación CCS Centro de Control de Suministrador CCUC Centro de Control de Usuario Calificado</p>	<p>CCD Centro de Control de Distribución CCG Centro de Control de Generación CCS Centro de Control de Suministrador CCT Centro de Control del Transportista CCUC Centro de Control de Usuario Calificado</p>	<p>Falta agregar el Centro de Control del Transportista.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ C. Glosario/ C.3 Acrónimos</p>	<p>FACTS</p>		<p>Falta poner lo que significa</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ C. Glosario/ C.3 Acrónimos</p>	<p>IEE Integrantes de la Industria Eléctrica</p>	<p>IIE Integrantes de la Industria Eléctrica</p>	<p>Se propone corregir de esta manera.</p>
<p>Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.2 Alcance y aplicación</p>	<p>De acuerdo al artículo 14 de la LIE, los programas de Ampliación y Modernización para la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM serán autorizados por la SENER a propuesta del CENACE, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.</p>	<p>De acuerdo al artículo 14 de la LIE, los programas de Ampliación y Modernización para la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM serán autorizados por la SENER a propuesta del CENACE. Estos programas serán elaborados en forma conjunta con el Transportista y con el Distribuidor, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.</p>	<p>Consideramos que los programas de Ampliación y Modernización deben ser analizados y elaborados en forma conjunta.</p>
<p>Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 4. El Cenace será responsable de la planeación de la RNT y de las RGD que pertenezcan al MEM, mientras que los</p>	<p>Criterio P - 4. El CENACE y el Transportista serán responsable de la planeación de la RNT. El CENACE y el Distribuidor serán responsables de la planeación de las RGD que</p>	<p>Consideramos que los trabajos de planeación los deben ser</p>

<p>(P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Distribuidores serán responsables de la planeación de las RGD que no pertenezcan al MEM.</p>	<p>pertenezcan al MEM, mientras que los Distribuidores serán responsables de la planeación de las RGD que no pertenezcan al MEM.</p>	<p>analizados y elaborados en forma conjunta.</p>
<p>Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 10. En los procesos de planeación, los Distribuidores deberán considerar en el largo plazo los aspectos de Continuidad y seguridad del Suministro Eléctrico, Calidad del Servicio, seguridad en Estado Operativo Normal. Asimismo, el Cenace considerará los mismos aspectos añadiendo el de seguridad en condiciones transitorias.</p>	<p>Criterio P - 10. En los procesos de planeación, el Transportista y Distribuidor deberán considerar en el largo plazo los aspectos de Continuidad y seguridad del Suministro Eléctrico, Calidad del Servicio, seguridad en Estado Operativo Normal. Asimismo, el CENACE considerará los mismos aspectos añadiendo el de seguridad en condiciones transitorias.</p>	<p>Se propone agregar al Transportista</p>
<p>Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 16. El Cenace y los Distribuidores deberán de considerar el criterio de seguridad (N-1); Contingencia sencilla en transformadores, líneas de Transmisión, Unidades de Centrales Eléctricas, equipo de compensación, etc. Por lo anterior, en los programas de Ampliación y Modernización se deberá procurar que el comportamiento tanto de la RNT como de las RGD deberán mantener estabilidad, y operación en niveles de tensión y transferencias de potencia dentro de los rangos de diseño y operativos.</p>	<p>Criterio P - 16. El CENACE, el Transportista y los Distribuidores deberán de considerar el criterio de seguridad (N-1); Contingencia sencilla en transformadores, líneas de Transmisión, Unidades de Centrales Eléctricas, equipo de compensación, etc. Por lo anterior, en los programas de Ampliación y Modernización se deberá procurar que el comportamiento tanto de la RNT como de las RGD deberán mantener estabilidad, y operación en niveles de tensión y transferencias de potencia dentro de los rangos de diseño y operativos.</p>	<p>Consideramos que el Transportista debe participar.</p>
<p>Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 17. Ante la aplicación del criterio de seguridad (N-1-1) o (N-2), es decir ante la Contingencia con la desconexión de dos elementos consecutivos o simultáneos, el sistema eléctrico de Transmisión, que involucra las RNT, deberá mantener la estabilidad considerando la inclusión de algún EAR p EPS.</p>	<p>Criterio P - 17. Ante la aplicación del criterio de seguridad (N-1-1) o (N-2), es decir ante la Contingencia con la desconexión de dos elementos consecutivos o simultáneos, el sistema eléctrico de Transmisión, que involucra las RNT, deberá mantener la estabilidad considerando la inclusión de algún EAR o EPS, el cual deberá estar incluido por el CENACE como parte del Programa de Ampliación y Modernización.</p>	<p>Se propone complementar la redacción del parrafo.</p>
<p>Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 21. Anualmente el Cenace y los Distribuidores deberán integrar un reporte de resultados de los estudios realizados para la planeación de la RNT y de las RGD con objeto de verificar que los requerimientos técnicos se cumplan para el periodo de planeación, tanto en Estado Operativo Normal como para la Contingencia Sencilla más Severa.</p>	<p>Criterio P - 21. Anualmente el CENACE, el Transportista y los Distribuidores deberán integrar un reporte de resultados de los estudios realizados para la planeación de la RNT y de las RGD con objeto de verificar que los requerimientos técnicos se cumplan para el periodo de planeación, tanto en Estado Operativo Normal como para la Contingencia Sencilla más Severa.</p>	<p>Consideramos que el Transportista debe participar.</p>

<p>Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 24. El Cenace y el Distribuidor deberán considerar un crecimiento ordenado y armónico con las obras de infraestructura autorizadas por la Sener, a partir del PRODESEN y en el FSUE, con la finalidad de que los proyectos sean congruentes en el horizonte de planeación.</p>	<p>Criterio P - 24. El CENACE, el Transportista y el Distribuidor deberán considerar un crecimiento ordenado y armónico con las obras de infraestructura autorizadas por la SENER, a partir del PRODESEN y en el FSUE, con la finalidad de que los proyectos sean congruentes en el horizonte de planeación.</p>	<p>Consideramos que el Transportista debe participar.</p>
<p>Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 26. El Cenace y el Distribuidor deberán definir los criterios generales para determinar que la Ampliación de los elementos es más conveniente que la Modernización de los elementos de la RNT y de las RGD existentes. Dichos criterios generales tendrán como objetivo verificar la conveniencia técnica y económica de las obras de Ampliación sobre aquellas que maximicen la utilización de la infraestructura existente.</p>	<p>Criterio P - 26. El CENACE, el Transportista y el Distribuidor deberán definir los criterios generales para determinar cuando la Ampliación es más conveniente que la Modernización de los elementos de la RNT y de las RGD existentes. Dichos criterios generales tendrán como objetivo verificar la conveniencia técnica y económica de las obras de Ampliación sobre aquellas que maximicen la utilización de la infraestructura existente.</p>	<p>Se agrega el Transportista y se mejora en la redacción.</p>
<p>Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación</p>	<p>Criterio P - 27. El Cenace y el Distribuidor deberán entregar a la CRE un listado de los diez proyectos más importantes, ordenados en términos de prioridad para la RNT y las RGD, y que han sido incluidos en los programas de Ampliación y Modernización que hayan propuesto. Para cada uno de estos proyectos se deberá incluir:</p>	<p>Criterio P - 27. El CENACE en coordinación con el Transportista y el Distribuidor deberán entregar a la CRE un listado de los diez proyectos más importantes, ordenados en términos de prioridad para la RNT y las RGD, y que han sido incluidos en los programas de Ampliación y Modernización que hayan propuesto. Para cada uno de estos proyectos se deberá incluir:</p>	<p>Consideramos que el Transportista tiene mucho que aportar al respecto.</p>
<p>Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación / 1.4.1 De los Estudios de Planeación</p>	<p>Criterio P - 28. El Cenace y el Distribuidor conformarán su proceso de planeación considerando estudios de corto plazo definidos para el periodo de hasta 1 año, de mediano plazo definidos para el periodo de 1 a 3 años; y de largo plazo definido para el periodo 3 a 15 años. Siendo n el año en curso de presentación de los Programas de Ampliación y Modernización y el año base el año n-1.</p>	<p>Criterio P - 28. El CENACE en coordinación con el Transportista y el Distribuidor conformarán su proceso de planeación considerando estudios de corto plazo definidos para el periodo de hasta 1 año, de mediano plazo definidos para el periodo de 1 a 3 años; y de largo plazo definido para el periodo 3 a 15 años. Siendo n el año en curso de presentación de los Programas de Ampliación y Modernización y el año base el año n-1.</p>	<p>Consideramos que el Transportista tiene mucho que aportar al respecto.</p>
<p>Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de</p>	<p>Criterio P - 29. El Cenace desarrollará los estudios de planeación de la RNT considerando las condiciones del SEN bajo cuatro distintas categorías. Categoría A: condiciones normales sin Contingencia; Categoría B: condiciones post Falla de un elemento o equipo de la red (criterio N-1); Categoría C: condiciones post Falla de dos elementos (Criterio N-1-1 ó N-2); y Categoría D:</p>	<p>Criterio P - 29. El CENACE en coordinación con el Transportista desarrollarán los estudios de planeación de la RNT considerando las condiciones del SEN bajo cuatro distintas categorías. Categoría A: condiciones normales sin Contingencia; Categoría B: condiciones post Falla de un elemento o equipo de la red (criterio N-1); Categoría C: condiciones post Falla de dos</p>	<p>Consideramos que el Transportista tiene mucho que aportar al respecto.</p>

Planeación / 1.4.1 De los Estudios de Planeación	condiciones post eventos críticos extremos resultando en la pérdida de dos o más elementos mayores. Estos estudios deben realizarse de conformidad con lo establecido en el Manual Regulatorio de Planeación contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red.	elementos (Criterio N-1-1 ó N-2); y Categoría D: condiciones post eventos críticos extremos resultando en la pérdida de dos o más elementos mayores. Estos estudios deben realizarse de conformidad con lo establecido en el Manual Regulatorio de Planeación contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red.	
Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación / 1.4.1 De los Estudios de Planeación	<p>Criterio P - 30. El Cenace y el Distribuidor desarrollarán los estudios de planeación para definir las obras de Ampliación y Modernización de las RGD que pertenecen al MEM y las RGD que no son parte del MEM, respectivamente. Para ello deberán realizar estudios de flujos de potencia analizando la Cargabilidad de elementos, las pérdidas de energía, caídas de tensión y análisis de Contingencias, considerando las condiciones de la Categoría A y de la Categoría B, definidas en el</p> <p>Criterio P - 29. Estos estudios deben realizarse de conformidad con lo establecido en el Manual Regulatorio de Planeación contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red.</p>	<p>Criterio P - 30. El CENACE, el Transportista y el Distribuidor desarrollarán los estudios de planeación para definir las obras de Ampliación y Modernización de las RGD que pertenecen al MEM y las RGD que no son parte del MEM, respectivamente. Para ello deberán realizar estudios de flujos de potencia analizando la Cargabilidad de elementos, las pérdidas de energía, caídas de tensión y análisis de Contingencias, considerando las condiciones de la Categoría A y de la Categoría B, definidas en el Criterio P - 29. Estos estudios deben realizarse de conformidad con lo establecido en el Manual Regulatorio de Planeación contenido en las Disposiciones Operativas del Código de Red.</p>	Quitar negritas al criterio p 29 para que no se confunda con la numeración.
Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación / 1.4.2 De la coordinación para la Planeación	<p>Criterio P - 33. Para la planeación ordenada del SEN se deben constituir grupos de trabajo que analizar de manera integral la Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD. Estos grupos de trabajo deberán incluir como mínimo personal del Cenace y el Distribuidor. Personal de Sener y la CRE podrán, si así lo consideran conveniente, formar parte de estos grupos de trabajo.</p>	<p>Criterio P - 33. Para la planeación ordenada del SEN se deben constituir grupos de trabajo que analizarán de manera integral la Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD. Estos grupos de trabajo deberán incluir como mínimo personal del CENACE, Transportista y Distribuidor. Personal de Sener y la CRE podrán, si así lo consideran conveniente, formar parte de estos grupos de trabajo.</p>	Se mejora la redacción. Consideramos que los trabajos de planeación los deben ser analizados y elaborados en forma conjunta.
Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación / 1.4.2 De la coordinación para la Planeación	<p>Criterio P - 35. El Distribuidor propondrá al Cenace los requerimientos de compensación reactiva que, a su juicio, sean necesarios incluir en la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM. El Cenace deberá analizar las propuestas realizadas por el Distribuidor evaluando su impacto en el SEN.</p>	<p>Criterio P - 35. El Transportista y el Distribuidor propondrán al CENACE los requerimientos de compensación reactiva que, a su juicio, sean necesarios incorporar a la RNT y las RGD que pertenezcan al MEM. El CENACE deberá analizar las propuestas y evaluar su impacto en el SEN.</p>	Es conveniente incluir al Transportista en los estudios de compensación. Mejora en la redacción.

<p>Capítulo 1. Disposiciones Generales de observancia para el proceso de Planeación (P) / 1.4 Criterios técnicos generales para el proceso de Planeación / 1.4.3 Criterios adicionales para la Planeación</p>	<p>Criterio P - 52. Para dar seguimiento a las actividades de la administración de los activos una vez que estos se encuentren en operación, el Cenace y el Distribuidor deberán apearse como mínimo a lo estipulado en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que es parte de las Reglas del Mercado, procurando mantener la RNT y las RGD con sus condiciones iniciales de diseño y construcción.</p>	<p>Criterio P - 52. Para dar seguimiento a las actividades de la administración de los activos una vez que estos se encuentren en operación, el CENACE, el Transportista y el Distribuidor deberán apearse como mínimo a lo estipulado en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que es parte de las Reglas del Mercado, procurando mantener la RNT y las RGD con sus condiciones iniciales de diseño y construcción.</p>	<p>El Transportista también está sujeto a cumplir lo estipulado en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas.</p>
<p><i>Disposiciones generales del SEN/</i> Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación 2.4.1 Rangos de Tensión/ I CENACE/</p>	<p>Criterio OP- 7. El Cenace podrá utilizar de forma óptima los recursos de potencia reactiva disponibles, así como el uso de cambiadores de derivación de los autotransformadores y transformadores de potencia para mantener los niveles de tensión de los nodos o Subestaciones Eléctricas de su ámbito operativo dentro de límites establecidos en la Tabla 1 del Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red, para preservar la Confiabilidad y Calidad en la operación del SEN.</p>	<p>Criterio OP- 7. El Cenace deberá utilizar de forma óptima los recursos de potencia reactiva disponibles, así como el uso de cambiadores de derivación de los autotransformadores y transformadores de potencia para mantener los niveles de tensión de los nodos o Subestaciones Eléctricas de su ámbito operativo dentro de límites establecidos en la Tabla 1 del Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red, para preservar la Confiabilidad y Calidad en la operación del SEN.</p>	<p>Es necesario cambiar el verbo.</p>
<p><i>Disposiciones generales del SEN/</i> Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación 2.4.1 Rangos de Tensión/ I CENACE/</p>	<p>Criterio OP- 10. En escenarios de demanda mínima, el Cenace podrá desconectar líneas de Transmisión para mantener los perfiles de tensión dentro de los límites operativos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.</p>	<p>Criterio OP- 10. En escenarios de demanda mínima, el CENACE podrá instruir la desconexión de líneas de Transmisión para mantener los perfiles de tensión dentro de los límites operativos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.</p>	<p>El desconectar es Control Físico, el CENACE instruye la desconexión (Control Operativo)</p>
<p><i>Disposiciones generales del SEN/</i> Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación / 2.4.2 Rango de frecuencia / II. Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor</p>	<p>Criterio OP- 25. Es obligación de la Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor procurar, los Esquemas de Protección de Sistema (ESP) para inestabilidad de frecuencia con base en los ajustes y montos de demanda establecidos en el Procedimiento Operativo correspondiente. En caso de daño en algún esquema con función de inestabilidad de frecuencia, las áreas operativas del Distribuidor y Transportista informarán al Cenace el tiempo de restablecimiento del dispositivo.</p>	<p>Criterio OP- 25. Es obligación de la Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor procurar, los Esquemas de Protección de Sistema (EPS) para evitar inestabilidad de frecuencia. Diseñados con base en los ajustes y montos de demanda establecidos en el Procedimiento Operativo correspondiente. En caso de daño en algún esquema con función de inestabilidad de frecuencia, las áreas operativas del Distribuidor y Transportista informarán al CENACE el tiempo de restablecimiento del dispositivo.</p>	<p>Se corrige error de dedo y se propone mejora en la redacción.</p>

<p>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación 2.4.3 Sobrecarga de instalaciones/ I CENACE/</p>	<p>Criterio OP- 29. El Cenace y los Suministradores deben definir las cargas a desconectar para cumplir el Criterio OP-54, buscando en todo momento minimizar la afectación de cargas que se consideren críticas.</p>	<p>Criterio OP- 29. El CENACE y los Suministradores deben definir las cargas a desconectar para cumplir el Criterio OP-39, buscando en todo momento minimizar la afectación de cargas que se consideren críticas.</p>	<p>Hay error en el número de criterio operativo a que se hace referencia.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación / 2.4.5 Desconexión de carga/ I CENACE/</p>	<p>Criterio OP- 43. La selección de Centros de Carga a desconectar debe estar asociada a una prioridad de acuerdo a su importancia de tal forma que se debe minimizar la afectación de carga crítica. La siguiente lista es enunciativa, más no limitativa y muestra los Centros de Carga que deben estar asociados a una prioridad:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Alimentación a instalaciones de comunicaciones; b. Suministro de combustibles; c. Hospitales; d. Centros de readaptación social; e. Edificios de gobierno; f. Transporte público; g. Estaciones de bomberos h. Estaciones de Policía i. Sistemas de bombeo de agua potable, y j. Aeropuertos. k. Sitios de concentración masiva de personas o de eventos mediáticos 	<p>Criterio OP- 43. La selección de Centros de Carga a desconectar debe estar asociada a una prioridad de acuerdo a su importancia de tal forma que se debe minimizar la afectación de carga crítica. La siguiente lista es enunciativa, más no limitativa y muestra los Centros de Carga crítica:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Alimentación a instalaciones de comunicaciones y estratégicas para la operación del SEN; b. Suministro de combustibles; c. Hospitales; d. Centros de readaptación social; e. Edificios de gobierno; f. Transporte público; g. Estaciones de bomberos h. Estaciones de Policía i. Sistemas de bombeo de agua potable, y j. Aeropuertos. k. Sitios de concentración masiva de personas o de eventos mediáticos 	<p>Para dejar más clara la redacción</p>

<p>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación / 2.4.7 Restablecimiento en casos de Contingencia / I CENACE/</p>	<p>Criterio OP- 59. El Cenace deberá revisar anualmente el Procedimiento de Restablecimiento y actualizarlo cada vez que haya un cambio significativo en el SEN.</p>	<p>Criterio OP- 59. El CENACE deberá revisar anualmente el Procedimiento de Restablecimiento y actualizarlo cada vez que haya un cambio significativo en el SEN, así mismo ante una situación real en donde se ponga a prueba la aplicación del procedimiento de restablecimiento, se evaluará por parte de las entidades involucradas las necesidades de adecuación al mismo, con la finalidad de mejorar continuamente su aplicación, minimizando tiempos de restablecimiento y aspectos de coordinación.</p>	<p>Además de la revisión anual, se propone evaluar la aplicación del procedimiento de restablecimiento después de cada vez que sea necesario utilizarlos en una situación real.</p>
<p><i>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo 2.</i> Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación 2.4.7 Restablecimiento en caso de contingencia/ I CENACE</p>	<p>Criterio OP- 59. El Cenace deberá revisar anualmente el Procedimiento de Restablecimiento y actualizarlo cada vez que haya un cambio significativo en el SEN.</p>	<p>Criterio OP- 59. El CENACE deberá revisar anualmente el Procedimiento de Restablecimiento de la red eléctrica ante colapso total o parcial del SEN y actualizarlo cada vez que haya un cambio significativo en el SEN.</p>	<p>Aclarar si se revisan anualmente todos los procedimientos de restablecimiento o en específico el Procedimiento de Restablecimiento de la red eléctrica ante colapso total o parcial del SEN.</p>
<p><i>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo 2.</i> Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación 2.4.7 Restablecimiento en caso de contingencia/ I CENACE</p>	<p>Criterio OP-61. El Cenace podrá elaborar procedimientos de interacción operativa del SEN en donde se determine cómo se llevará a cabo el proceso de coordinación y comunicación entre las distintas entidades involucradas en la operación del SEN.</p>	<p>Criterio OP-61. El CENACE deberá elaborar procedimientos de interacción operativa del SEN en donde se determine cómo se llevará a cabo el proceso de coordinación y comunicación entre las distintas entidades involucradas en la operación del SEN.</p>	<p>Es sumamente importante la elaboración de Procedimientos de Interacción Operativa.</p>
<p><i>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo2.</i> Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación 2.4.7 Restablecimiento en caso de contingencia/ II Unidad de Central eléctrica, Transportista, Distribuidor y Centro de Carga</p>	<p>Criterio OP-63. Ante casos de Contingencia, la Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor deben documentar los eventos ocasionados de conformidad con el Procedimiento de Restablecimiento. En caso de que la Unidad de Central Eléctrica, Transportista o Distribuidor realicen modificaciones a la infraestructura eléctrica que operan, deben notificar de inmediato al Cenace, a fin de que sea actualizado el procedimiento correspondiente.</p>	<p>Criterio OP-63. Ante casos de Contingencia, la Unidad de Central Eléctrica, Transportista, Distribuidor y Centro de Carga deben documentar los eventos ocasionados de conformidad con el Procedimiento de Restablecimiento. En caso de que la Unidad de Central Eléctrica, Transportista o Distribuidor realicen modificaciones a la infraestructura eléctrica que operan, deben notificar de inmediato al Cenace, a fin de que sea actualizado el procedimiento correspondiente.</p>	<p>Considero que hace falta incluir el Centro de Carga en los criterios OP 63, 64,65 y 66</p>

<p>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación 2.4.8 Despacho de generación/ I CENACE</p>	<p>Criterio OP-74. El Cenace debe asegurar que la Reserva Operativa requerida por el CAG sea la suficiente para su funcionamiento. A su vez debe garantizar que la reserva se distribuya en forma proporcional a la capacidad de las Centrales Eléctricas que participan en el CAG.</p>	<p>Criterio OP-74. El CENACE debe asegurar que la Reserva Rodante requerida por el CAG sea la suficiente para su funcionamiento. A su vez debe garantizar que la reserva se distribuya en forma proporcional a la capacidad de las Centrales Eléctricas que participan en el CAG.</p>	<p>La reserva no rodante no puede estar a disposición del CAG.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación 2.4.8 Despacho de generación/ II Unidad de central eléctrica</p>	<p>Criterio OP-81. La Unidad de Central Eléctrica sólo podrán sincronizarse al SEN previa autorización del Cenace.</p>	<p>Criterio OP-81. La Unidad de Central Eléctrica sólo podrán sincronizarse al SEN por instrucción del Cenace.</p>	<p>La redacción original da la idea que las unidades de las centrales generadoras siempre que lo quieran solicitarán al CENACE autorización para sincronizar al SEN.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN</p>	<p>Criterio OP- 95. Es responsabilidad del Cenace el Control Operativo de los Usuarios Calificados conectados en Alta Tensión, en lo que respecta a la Administración de Licencias, Control de Voltaje y atención de Disturbios.</p>	<p>Criterio OP- 95. Es responsabilidad del CENACE el Control Operativo de los Usuarios conectados en Alta Tensión, en lo que respecta a la Administración de Licencias, Control de Voltaje y atención de Disturbios.</p>	<p>No solo los calificados, debe ser todos los conectados en alta tensión.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación / 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN</p>	<p>El Modelo Físico de la RNT para protecciones lo compartirá Cenace en el formato SEQ, en el que se está compartiendo actualmente, y también en el formato CIM XML a partir del 2020.</p>	<p>El Modelo Físico de la RNT para protecciones lo compartirá CENACE en el formato SAV y formato DYR, y también en el formato CIM XML a partir del 2020.</p>	<p>Es como se está compartiendo actualmente.</p>

<p>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación 2.4.9 Coordinación, supervisión y control de la operación del SEN/ III Transportista y Distribuidor</p>	<p>Criterio OP-101. Transportista y Distribuidor deben aplicar los siguientes procedimientos operativos establecidos en Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red, a fin de tener una adecuada coordinación operativa.</p>	<p>Criterio OP-101. Transportista y Distribuidor deben aplicar los procedimientos operativos establecidos en Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, del Código de Red, a fin de tener una adecuada coordinación operativa.</p>	<p>Sobra la palabra siguientes.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación 2.4.10 Coordinación de los programas de mantenimiento/ I CENACE</p>	<p>Criterio OP-106. El Cenace podrá no autorizar la desconexión de elementos que conforman la red eléctrica del MEM y de las Unidades de Central Eléctrica cuando la salida haya estado considerada en el programa de Mantenimientos. Dicha condición aplicará cuando el Cenace identifique de manera justificada, que existen riesgos operativos que pueden afectar la integridad del SEN. La cancelación de Licencias por parte del Cenace se apegará a lo establecido en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del Mercado.</p>	<p>Criterio OP-106. El CENACE podrá no autorizar la desconexión de elementos que conforman la red eléctrica del MEM y de las Unidades de Central Eléctrica cuando la salida haya estado considerada en el programa de Mantenimientos. Dicha condición aplicará cuando el CENACE identifique de manera justificada, que existen riesgos operativos que pueden afectar la integridad del SEN. La cancelación de Licencias por parte del CENACE se apegará a lo establecido en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas que pertenece a las Reglas del Mercado. El CENACE deberá informar al solicitante de la licencia las causas que originaron la no autorización de la salida a mantenimiento y la fecha probable de autorización</p>	<p>Es necesario agregar que el CENACE debe informar al solicitante de la salida a mantenimiento del elemento, la causa por la cual no se autoriza su salida.</p>
<p>Disposiciones generales del SEN/ Capitulo 2. Disposiciones generales para la operación del SEN/ 2.4 Criterios de Operación 2.4.10 Coordinación de los programas de mantenimiento/ II Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor</p>	<p>Criterio OP-113. Cuando las actividades de Mantenimiento requieran interrumpir el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales, el Distribuidor deberá dar aviso de conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Suministro Eléctrico, a los Suministradores</p>	<p>Criterio OP-113. Cuando las actividades de Mantenimiento, modernización o ampliación requieran interrumpir el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales, el Distribuidor deberá dar aviso de conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Suministro Eléctrico, a los Suministradores</p>	<p>En ocasiones, por modernización o ampliación de las subestaciones se requiere interrumpir el suministro eléctrico</p>

Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional / Presentación	El sustento legal para la actividad de planeación que debe llevar a cabo el Cenace y el Distribuidor, se desprende de los artículos constitucionales 25, 27, 28 y los correspondientes artículos de la LIE y su Reglamento.	El sustento legal para la actividad de planeación que debe llevar a cabo el CENACE, el Transportista y el Distribuidor, se desprende de los artículos constitucionales 25, 27, 28 y los correspondientes artículos de la LIE y su Reglamento.	El Transportista tiene mucho que aportar para la planeación del SEN.
Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional / Presentación	Capítulo 5: el procedimiento para que el Cenace y Distribuidor lleven a cabo el análisis costo-beneficio de los proyectos para la RNT y las RGD. Este procedimiento incluye la metodología costo-beneficio, la metodología probabilística para la RNT, la identificación de los proyectos y/o grupos de proyectos, la determinación de escenarios y casos de estudio, los escenarios a tener en cuenta, el proceso de análisis de sensibilidad, el proceso de análisis del impacto medioambiental y la metodología de análisis del aumento del grado de incertidumbre.	Capítulo 5: El procedimiento para que el CENACE, el Transportista y Distribuidor lleven a cabo el análisis costo-beneficio de los proyectos para la RNT y las RGD, incluye la metodología costo-beneficio, la metodología probabilística para la RNT, la identificación de los proyectos y/o grupos de proyectos, la determinación de escenarios y casos de estudio, los escenarios a tener en cuenta, el proceso de análisis de sensibilidad, el proceso de análisis del impacto medioambiental y la metodología de análisis del aumento del grado de incertidumbre.	Se incluye al Transportista y se mejora la redacción.
Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional / Capítulo 1. Descripción general de las etapas del proceso de planeación de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM	Con base la publicación de la LIE el 11 de agosto de 2014, le corresponde al Cenace elaborar y proponer a la Sener y a la CRE el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD) que pertenecen al MEM (PAMRNT); en los términos y con los alcances previstos en la LIE y en su Reglamento. Asimismo, es atribución y responsabilidad del Distribuidor proponer a la Sener y a la CRE el programa de Ampliación y Modernización de las RGD que no pertenecen al MEM (PAMRGD).	Con base la publicación de la LIE el 11 de agosto de 2014, le corresponde al CENACE en coordinación con el Transportista y el Distribuidor, elaborar y proponer a la SENER y a la CRE el Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD) que pertenecen al MEM (PAMRNT); en los términos y con los alcances previstos en la LIE y en su Reglamento. Asimismo, es atribución y responsabilidad del Distribuidor proponer a la SENER y a la CRE el programa de Ampliación y Modernización de las RGD que no pertenecen al MEM (PAMRGD).	Se recomienda que los trabajos de análisis para definir de ampliación y modernización del SEN, los realice el CENACE con coordinación con el Transportista y el Distribuidor.
Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN/ Capítulo 2 Estados operativos del SEN/ 2.1 Criterios generales/ 2.1.1 Operación del SEN	Los Estados Operativos se pueden definir a nivel global en el SEN e por Sistema Interconectado.	Los Estados Operativos se pueden definir por Sistema Interconectado.	En el documento original, se encuentra tachada la parte indicada.

<p>Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN/ Capitulo 2 Estados operativos del SEN/ 2.1 Criterios generales/ 2.1.2 Estado Operativo Normal</p>			<p>Revisar la tabla 2.1.2 en lo que se refiere a tensión mínima de operación normal, ya que 380 KV es casi colapso de voltaje. Revisar para todos los niveles de voltajes</p>																								
<p>Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN/ Capitulo 2 Estados operativos del SEN/ 2.1 Criterios generales/ 2.1.2 Estado Operativo Normal/ Tabla 2.1.2</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Frecuencia (Hz)</th> <th>Sistema Interconectado al que aplica</th> <th>Frecuencia máxima de operación (Hz)</th> <th>Frecuencia mínima de operación (Hz)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>60 Hz</td> <td>SIN, SIBC y SIM</td> <td>59.8</td> <td>60.2</td> </tr> <tr> <td>SIBCS</td> <td>59.7</td> <td>60.3</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Frecuencia (Hz)	Sistema Interconectado al que aplica	Frecuencia máxima de operación (Hz)	Frecuencia mínima de operación (Hz)	60 Hz	SIN, SIBC y SIM	59.8	60.2	SIBCS	59.7	60.3		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Frecuencia (Hz)</th> <th>Sistema Interconectado al que aplica</th> <th>Frecuencia mínima de operación (Hz)</th> <th>Frecuencia máxima de operación (Hz)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>60 Hz</td> <td>SIN, SIBC y SIM</td> <td>59.8</td> <td>60.2</td> </tr> <tr> <td>SIBCS</td> <td>59.7</td> <td>60.3</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Frecuencia (Hz)	Sistema Interconectado al que aplica	Frecuencia mínima de operación (Hz)	Frecuencia máxima de operación (Hz)	60 Hz	SIN, SIBC y SIM	59.8	60.2	SIBCS	59.7	60.3		<p>Corregir la redacción con los valores</p>
Frecuencia (Hz)	Sistema Interconectado al que aplica	Frecuencia máxima de operación (Hz)	Frecuencia mínima de operación (Hz)																								
60 Hz	SIN, SIBC y SIM	59.8	60.2																								
SIBCS	59.7	60.3																									
Frecuencia (Hz)	Sistema Interconectado al que aplica	Frecuencia mínima de operación (Hz)	Frecuencia máxima de operación (Hz)																								
60 Hz	SIN, SIBC y SIM	59.8	60.2																								
SIBCS	59.7	60.3																									
<p>Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN/ Capitulo 2 Estados operativos del SEN/ 2.1 Criterios generales/ 2.1.3 Estado Operativo de Alerta</p>			<p>También el CENACE hace declaratoria de estado operativo de alerta cuando por alguna licencia, se tiene alimentada carga radial en un monto superior a 30 MW.</p>																								
<p>Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN/ Capitulo 2 Estados operativos del SEN/ 2.1 Criterios generales/ 2.1.5 Estado Operativo Restaurativo</p>	<p>En el Estado Operativo Restaurativo el sistema eléctrico correspondiente no está completamente integrado, es decir, se encuentra separado en islas eléctricas. En este Estado Operativo no hay afectación de cargas.</p>	<p>En el Estado Operativo Restaurativo el sistema eléctrico correspondiente no está completamente integrado, es decir, se encuentra separado en islas eléctricas. En este Estado Operativo puede o no haber afectación de cargas.</p>	<p>Esta es la situación real.</p>																								

<p>Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN/ Capitulo 3 Responsabilidades/ 3.1 CENACE</p>	<p>El Cenace debe dirigir la operación de la RNT y las RGD que correspondan al MEM, de conformidad con las disposiciones establecidas en los procedimientos operativos aplicables para mantener la Confiabilidad del SEN. En este sentido debe incluir, pero no limitarse a la supervisión y la emisión de órdenes, indicaciones o instrucciones de despacho de Generación, administración de Recursos de Demanda Controlable, de instalaciones de Distribución y Transmisión en el SEN bajo su responsabilidad.</p>	<p>El CENACE debe dirigir la operación de la RNT y las RGD que correspondan al MEM, de conformidad con las disposiciones establecidas en los procedimientos operativos aplicables para mantener la Confiabilidad del SEN. En este sentido debe incluir, pero no limitarse a la supervisión y la emisión de órdenes, indicaciones, acciones de control o instrucciones de despacho de Generación, administración de Recursos de Demanda Controlable, o en instalaciones de Distribución y Transmisión en el SEN bajo su responsabilidad.</p>	<p>Quitar la apertura de paréntesis (</p> <p>Las acciones de control (Operativo o Físico) son instrucciones ordenadas por el operador de un centro de control, según corresponda.</p>
<p>Manual Regulatorio de Coordinación Operativa/ Introducción</p>	<p>Para ejercer el control operativo del SEN, el Cenace está conformado por el Centro Nacional (CENAL) y por el Centro Nacional de Control de Energía Alterno (CENALTE) y las Gerencias de Control Regionales: Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Oriental, Occidental, Central y Peninsular y los Centros de Control de La Paz y Santa Rosalía para la operación de los sistemas aislados de Baja California Sur y Mulegá, respectivamente.</p>	<p>Para ejercer el control operativo del SEN, el CENACE está conformado por el Centro Nacional (CENAL), por el Centro Nacional Alterno (CENALTE) y las Gerencias de Control Regionales: Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Oriental, Occidental, Central y Peninsular y los Centros de Control de La Paz y Santa Rosalía para la operación de los sistemas aislados de Baja California Sur y Mulegá, respectivamente.</p>	<p>Nombre correcto del CENALTE</p>
<p>Manual Regulatorio de Coordinación Operativa/ Capitulo 1 Responsabilidades/ 1.1 CENACE/ 1.1.3 Del proceso básico de la operación y los niveles operativos.</p>	<p>Su objetivo principal es el control físico de las instalaciones a su cargo. Les corresponde operar las variables eléctricas de la red en un área geográfica determinada, coordinándose con los Centros de Control del Tercer Nivel para el control de variables eléctricas y atención de Disturbios en la red de Distribución para el cumplimiento de sus responsabilidades.</p> <p>Deberá coordinarse con el Cenace para la atención de Disturbios y mantenimientos en la red que pertenece al MEM.</p>		<p>Primero se debe definir con que entidad se coordinaría el cuarto nivel para la atención a disturbios y posteriormente se redactaría el párrafo. La redacción actual es contradictoria.</p>
<p>Manual Regulatorio de Coordinación Operativa/ Capitulo 1 Responsabilidades/ 1.1 CENACE/ 1.1.3 Del proceso básico de la operación y los niveles operativos.</p>	<p>Las Centrales Eléctricas interconectadas a las RGD se comunicarán con el Cenace para poder realizar su sincronismo/desconexión de las RGD, ya sea de manera programada, de emergencia o por falla. Para el mantenimiento aplicará lo establecido en el Manual de Programación de Mantenimientos. Toda coordinación entre el cuarto nivel y el segundo nivel deberá realizarse por medio del tercer nivel operativo.</p>	<p>Las Centrales Eléctricas interconectadas a las RGD se comunicarán con el CENACE para poder realizar su sincronismo/desconexión de las RGD, ya sea de manera programada, de emergencia o por falla. Para el mantenimiento aplicará lo establecido en el Manual de Programación de salidas.</p> <p>Toda coordinación entre el Centro de Control del Distribuidor y el segundo nivel deberá realizarse por medio del tercer nivel operativo.</p>	<p>Nombre correcto del Manual.</p> <p>Poner en párrafo aparte la redacción del último párrafo ya que parece parte de lo estipulado a las Centrales eléctricas, además de especificar que la instrucción</p>

			es para el Centro de Control del Distribuidor.
Manual Regulatorio de Coordinación Operativa/ Capitulo 1 Responsabilidades/ 1.2 Sistemas de información, comunicación y control/ 1.2.1 Resumen	Se describen las reglas a que deben sujetarse las diferentes áreas o grupos de trabajo en lo referente a obligaciones de entrega, recepción, registro, almacenamiento y confiabilidad de la información, instalación de Unidades Terminales Remotas (<i>UTR</i>), Subestaciones Eléctricas maestras, equipo de comunicaciones, equipo de medición, dispositivos electrónicos inteligentes, Unidades de Medición Fasorial (<i>PMU</i> , por sus siglas en inglés) y registradores de eventos, así como la compatibilidad informática de acuerdo con la documentación aplicable.	Se describen las reglas a que deben sujetarse las diferentes áreas o grupos de trabajo en lo referente a obligaciones de entrega, recepción, registro, almacenamiento y confiabilidad de la información, instalación de Unidades Terminales Remotas (<i>UTR</i>), Subestaciones Eléctricas maestras, equipo de comunicaciones, equipo de medición, dispositivos electrónicos inteligentes, Unidades de Medición Fasorial (<i>PMU</i> , por sus siglas en inglés) y registradores de eventos, así como la compatibilidad informática de acuerdo con la documentación aplicable.	Solo faltó una ,
Manual Regulatorio de Coordinación Operativa/ Capitulo 1 Responsabilidades/ 1.2 Sistemas de información, comunicación y control/ 1.2.2 De la entrega, almacenamiento, compatibilidad y confiabilidad de la información/ a	El Cenace podrá solicitar a Distribuidor, Transportista y Participant nt del MEM, la información estadística a la que no tiene acceso directo con fines de la Operación del MEM, y es obligación de dichas áreas proporcionarla por los medios idóneos para que esta sea expedita y confiable. Para tal efecto, los responsables de las instalaciones del SEN deberán proporcionar dicha información de acuerdo a lo establecido en la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y TIC.	El CENACE podrá solicitar al Distribuidor, Transportista y Participante del MEM, la información estadística a la que no tiene acceso directo con fines de la Operación del MEM, y es obligación de dichas áreas proporcionarla por los medios idóneos para que esta sea expedita y confiable. Para tal efecto, los responsables de las instalaciones del SEN deberán proporcionar dicha información de acuerdo a lo establecido en la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y TIC. El participante de la industria eléctrica que por razones internas pierda sus comunicaciones, SCADA, servicios propios, etc. y con ello afecte a otros participantes, deberá entregar un reporte detallado del evento al resto de los participantes.	Faltaron letras en la redacción Se propone agregar un párrafo.

<p>Manual Regulatorio de Coordinación Operativa/ Capítulo 1 Responsabilidades/ 1.2 Sistemas de información, comunicación y control/ 1.2.2 De la entrega, almacenamiento, compatibilidad y confiabilidad de la información/f</p>	<p>Debe existir una coordinación y compatibilidad informática entre los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM con el Sistema de Administración de Energía (<i>EMS</i>, por sus siglas en inglés) del Cenacede acuerdo a la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y comunicación aplicable.</p>	<p>Debe existir una coordinación y compatibilidad informática entre los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM con el Sistema de Administración de Energía (<i>EMS</i>, por sus siglas en inglés) del CENACE de acuerdo a la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y comunicación aplicable.</p>	<p>Faltó un espacio entre CENACE y de</p>
<p>Manual Regulatorio de Coordinación Operativa/ Capítulo 1 Responsabilidades/ 1.2 Sistemas de información, comunicación y control/ 1.2.3 De los equipos de control y supervisión remota, comunicaciones y registradores / a</p>	<p>Las condiciones de intercambio de información se especificarán el Manual de TIC o la vigente. El mantenimiento y la atención de las fallas en los equipos de medición es responsabilidad ...</p>	<p>Las condiciones de intercambio de información se especificarán en el Manual de TIC o la reglamentación vigente. El mantenimiento y la atención de las fallas en los equipos de medición es responsabilidad ..</p>	<p>Faltaron palabras en la redacción.</p>
<p>Manual Regulatorio de Coordinación Operativa/ Capítulo 2 Fronteras operativas de responsabilidad/ 2.1 Del personal autorizado por el Centro de Control/ b</p>	<p>Es obligatorio para el personal de los Centros de Control que participa en la operación del SEN y en el MEM, el cumplir con todas y cada una de las disposiciones de este Manual Regulatorio.</p>	<p>Es obligatorio para el personal de los Centros de Control y en general, de todos los procesos que con su trabajo pudieran afectar la operación del SEN o del MEM, el cumplir con todas y cada una de las disposiciones de este Manual Regulatorio.</p>	<p>Considero que es importante que todo el personal que pudiera afectar con su trabajo la operación del SEN o del MEM, debe cumplir con las disposiciones de este manual.</p>

<p>Manual Regulatorio de Coordinación Operativa/ Capítulo 3 Control de variables del SEN / 3.1 Control de Tensión / j / i</p>	<p>Para la Centrales Eléctrica, el Cenace podrá enviar consigna de factor de potencia (<i>FP</i>), Potencia reactiva (<i>MVAR</i>) o señal de tensión requerida a la <i>UTR</i> de la Central Eléctrica, misma que será replicada a todas sus Unidades de Central Eléctrica para su cumplimiento de manera automática, con base en lo determinado en el Manual Regulatorio de Interconexión. Los aerogeneradores y centrales fotovoltaicas se interconectarán al SEN con la última consigna de <i>FP</i>, <i>MVAR</i> o tensión que tengan registrada en su <i>UTR</i>.</p>	<p>Para las Centrales Eléctricas, el CENACE podrá enviar consigna de factor de potencia (<i>FP</i>), Potencia reactiva (<i>MVAR</i>) o señal de tensión requerida a la <i>UTR</i> de la Central Eléctrica, misma que será replicada a todas sus Unidades de Central Eléctrica para su cumplimiento de manera automática, con base en lo determinado en el Manual Regulatorio de Interconexión. Los aerogeneradores y centrales fotovoltaicas se interconectarán al SEN con la última consigna de <i>FP</i>, <i>MVAR</i> o tensión que tengan registrada en su <i>UTR</i>.</p>	<p>Corrección errores de dedo.</p>
<p>186/Manual Regulatorio de Coord. Operativa 5.1.3 inciso a) párrafo 4</p>	<p>Las solicitudes de Salida o de Licencia en instalaciones de usuarios conectados en Alta Tensión, deberán presentarse al Cenace por medio del Centro de Control del Transportista.</p>	<p>Las solicitudes de Salida o de Licencia en instalaciones de usuarios conectados en Alta Tensión, deberán presentarse al CENACE por medio del Centro de Control del Participante del Mercado o Operador del Suministrador de Servicios.</p>	<p>De acuerdo al procedimiento correspondiente de este Código de Red.</p>
<p>188/Manual Regulatorio de Coord. Operativa 5.1.4 inciso b) párrafo 2</p>	<p>El Cenace debe proporcionar un número de registro para las solicitudes de Licencia y dará su resolución a más tardar a las 12:00 horas del día laborable previo a la realización de la maniobra o trabajos programados, para los que se solicitó la Licencia. Para el caso de las solicitudes planteadas para los días sábado, domingo y lunes, se resolverá el viernes a las 12:00 horas.</p>	<p>El Cenace debe proporcionar un número de registro para las solicitudes de Licencia y dará su resolución a más tardar a las 12:00 horas de dos días laborables previos a la realización de la maniobra o trabajos programados, para los que se solicitó la Licencia. Para el caso de las solicitudes planteadas para los días sábado, domingo y lunes, se resolverá el jueves a las 12:00 horas.</p>	<p>Lo establecido en los puntos 1.4 y 1.6 se contraponen. Lo correcto es lo del 1.6.</p>
<p>188/Manual Regulatorio de Coord. Operativa 5.1.4 inciso c) párrafo 2</p>	<p>El Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor programarán en el mediano plazo las Salidas correspondientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Salidas que impliquen afectación de la función de los Elementos del SEN: <ul style="list-style-type: none"> - Centrales Eléctricas o Unidades de Central Eléctrica - Centros de Carga - Líneas de transmisión - Elementos de transformación de la RNT y de la RGD que pertenecen al MEM - Buses - Elementos de compensación de potencia reactiva (Capacitores, Reactores, Compensadores) 	<p>El Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor programarán en el mediano plazo las Salidas correspondientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Salidas que impliquen afectación de la función de los Elementos del SEN: <ul style="list-style-type: none"> - Centrales Eléctricas o Unidades de Central Eléctrica - Centros de Carga - Líneas de transmisión - Elementos de transformación de la RNT y de la RGD que pertenecen al MEM - Buses - Elementos de compensación de potencia reactiva (Capacitores, Reactores, Compensadores) 	<p>Se propone agregar licencias programadas a mediano plazo para interruptores que requieren licencia de manera corrida</p>

	Estáticos de VAR's, Condensadores síncronos etc).	Estáticos de VAR's, Condensadores síncronos etc). - Interruptores que requieran una licencia en forma corrida.	
Manual Regulatorio de Coord. Operativa / 5.1.4 Gestión de Solicitudes de Salida y Solicitudes de Licencia / d	Si la Licencia Programada o No Programada ocasiona interrupción a los Usuarios Finales, la Solicitud de Licencia deberá hacerse con la suficiente anticipación y en ningún caso menor a 4 días hábiles, para que el suministrador esté en condiciones de avisar a los Usuarios Finales en los términos que señala el artículo 66 del Reglamento de la Ley.		En los puntos d, i están diferente el número de horas. Se debe poner el mismo número.
Manual Regulatorio de Coord. Operativa / 5.1.4 Gestión de Solicitudes de Salida y Solicitudes de Licencia / d	Invariablemente para los casos en que se afecte el Suministro, se deberá enviar al Cenace la evidencia de la notificación realizada en tiempo a los Usuarios Finales afectados.	Invariablemente para los casos en que se afecte el Suministro, se deberá tener a disposición del CENACE la evidencia de la notificación realizada en tiempo a los Usuarios Finales afectados.	No tiene caso que se le envíe al CENACE, con que se tenga a disposición por alguna controversia es suficiente.
Manual Regulatorio de Coord. Operativa / 5.1.4 Gestión de Solicitudes de Salida y Solicitudes de Licencia / i	Si la Licencia ocasiona interrupción a los Usuarios Finales, la solicitud debe hacerse con la suficiente anticipación y en ningún caso menor a 120 horas, para estar en condiciones de avisar a los Usuarios Finales en los términos que señala el artículo 66 del Reglamento de la LIE.		En los puntos d, i están diferente el número de horas. Se debe poner el mismo número.

<p>Manual Regulatorio de Coord. Operativa / 5.1.6 De la resolución a las solicitudes</p>	<p>El Cenace dará su resolución a las solicitudes de Licencia, a más tardar a las 12:00 horas de dos días laborables previos</p>	<p>El CENACE dará su resolución a las solicitudes de Licencia, a más tardar a las 12:00 horas de dos días laborables previos. Para el caso de las solicitudes planteadas para los días sábado, domingo y lunes, se resolverá el jueves a las 12:00 horas.</p>	<p>Especificar para las licencias en fin de semana.</p>
<p>Manual Regulatorio de Coord. Operativa / 5.1.8 De las Licencias de Emergencia / a</p>	<p>Las Licencias de Emergencia se de inmediato y el solicitante será responsable de la decisión tomada al respecto, por lo que deberá demostrar de forma fehaciente que la situación atendida fue realmente una Emergencia, si así se le requiere.</p>	<p>Las Licencias de Emergencia se otorgarán de inmediato y el solicitante será responsable de la decisión tomada al respecto, por lo que deberá demostrar de forma fehaciente que la situación atendida fue realmente una Emergencia, si así se le requiere.</p>	<p>Faltó la palabra otorgarán</p>
<p>Capítulo 5 Administración de Licencias / 5.1 Licencias / 5.1.9 De la concesión de Licencias / b</p>	<p>El solicitante se comunicará con el Operador del Cenace, Transportista o Distribuidor para llevar a cabo los trabajos programados en el horario estipulado en la solicitud de Licencia y una vez entablada la comunicación no deberá de pasar más de 5 minutos para iniciar las maniobras.</p>	<p>El solicitante se comunicará con el Operador del Transportista o Distribuidor para llevar a cabo los trabajos programados en el horario estipulado y solicitar la Licencia. Una vez entablada la comunicación y el Cenace autorizado la Licencia, no deberá de pasar más de 5 minutos para iniciar las maniobras.</p>	<p>Cuando el solicitante pide su licencia, el Transportista o Distribuidor se deben comunicar con el CENACE para informar y solicitar la autorización de la licencia, posteriormente se comunica con el solicitante para autorizar la licencia e iniciar maniobras. Como está redactado originalmente es muy poco tiempo.</p>

<p>Manual Regulatorio de Coordinación Operativa/ Capítulo 6 Prevención y atención de disturbios/ 6.2 Atención de disturbios/ C/ i</p>	<p>El Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM informará inmediatamente al operador del Cenace, de la hora, elementos disparados y protecciones operadas, entre los involucrados de forma verbal.</p>	<p>El Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM informará inmediatamente al operador del CENACE, de la hora, elementos disparados y protecciones operadas de forma verbal.</p>	<p>Sobran unas palabras</p>
<p>Manual Regulatorio de Coordinación Operativa/ Capítulo 6 Prevención y atención de disturbios/ 6.2 Atención de disturbios.</p>		<p>j. Con base en los tiempos de respuesta de los diferentes tipos de mecanismo de los interruptores de los elementos del sistema eléctrico y de la topología asociada al elemento, los tiempos de espera para realizar una prueba de cierre ante falla deberán ser acordados entre el Transportista o Distribuidor con el CENACE.</p>	<p>Se sugiere agregar el punto j. que estos tiempos se acuerden entre CFE Transmisión, CFE Distribución y CENACE. (Actualmente se tiene se tiene el protocolo de esperar 3 minutos).</p>
<p>PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS / Alcance / Página 238</p>	<p>El presente procedimiento es aplicable a: a. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace); b. Zona de Operación de Transmisión (ZOT); c. Centro de Control de Distribución (CCD); d. Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG); e. Centro de Control del Usuario Calificado (CCUC), f. Centro de Control del Suministrador, (CCS) g. Entidad Responsable de Carga (RDC).</p>	<p>El presente procedimiento es aplicable a: a. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace); b. Zona de Operación de Transmisión (ZOT); c. Centro de Control de Distribución (CCD); d. Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG); e. Centro de Control del Usuario Calificado (CCUC), f. Centro de Control del Suministrador, (CCS) g. Entidad Responsable de Carga (RDC).</p> <p>Con la finalidad de tener con más detalle la interacción entre el CENACE, Transportista y Centrales Eléctricas para el Control Operativo y Control Físico de sus instalaciones en el proceso de administración de licencias, dichas entidades establecerán un procedimiento de coordinación alineado a este documento.</p>	<p><i>Se agrega el párrafo para dar formalidad al “Procedimiento de Coordinación entre el CENACE, Transportista y Centrales Eléctricas para el Control Operativo y Control Físico de sus instalaciones en los procesos de Coordinación Operativa y Maniobras, Administración de Licencias y Atención de Disturbios” que se está elaborando para atender necesidades detectadas.</i></p>

<p>PROCEDIMIENTO DE RESTABLECIMIENTO / Alcance / Página 245</p>	<p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Cenace y sus Operadores. b. Centro de Control de la RNT y sus Operadores. c. Centro de Control de las RGD y sus Operadores. d. Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG) y sus Operadores. e. Centro de Control del Suministrador (SUM) f. Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y Recursos de Demanda Controlable (RDC). 	<p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Cenace y sus Operadores. b. Centro de Control de la RNT y sus Operadores. c. Centro de Control de las RGD y sus Operadores. d. Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG) y sus Operadores. e. Centro de Control del Suministrador (SUM) f. Personal de la RNT, RGD, CCG, SUM y Recursos de Demanda Controlable (RDC). <p>Con la finalidad de tener con más detalle la interacción entre el CENACE, Transportista y Centrales Eléctricas para el Control Operativo y Control Físico de sus instalaciones en el proceso de atención a disturbios, dichas entidades establecerán un procedimiento de coordinación alineado a este documento.</p>	<p><i>Se agrega el párrafo para dar formalidad al “Procedimiento de Coordinación entre el CENACE, Transportista y Centrales Eléctricas para el Control Operativo y Control Físico de sus instalaciones en los procesos de Coordinación Operativa y Maniobras, Administración de Licencias y Atención de Disturbios” que se está elaborando para atender necesidades detectadas.</i></p>
<p>PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA / Alcance / Página 248</p>	<p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Operador del Cenace. b. Operador del Centro de Control de la RNT. c. Operador del Centro de Control de las RGD. d. Operador de Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG). e. Operador del Centro de Control del Usuario Calificado (UC) f. Operador del Centro de Control del Suministrador (SUM) g. Personal de la RNT, RGD, CCG y Recurso Demanda Controlable (RDC) solicitante de los trabajos. 	<p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Operador del CENACE. b. Operador del Centro de Control de la RNT. c. Operador del Centro de Control de las RGD. d. Operador de Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG). e. Operador del Centro de Control del Usuario Calificado (UC) f. Operador del Centro de Control del Suministrador (SUM) g. Personal de la RNT, RGD, CCG y Recurso Demanda Controlable (RDC) solicitante de los trabajos. <p>Con la finalidad de tener con más detalle la interacción entre el CENACE, Transportista y Centrales Eléctricas para el Control Operativo y Control Físico de sus instalaciones en el proceso de coordinación operativa y maniobras, dichas entidades establecerán un procedimiento de coordinación alineado a este documento.</p>	<p><i>Se agrega el párrafo para dar formalidad al “Procedimiento de Coordinación entre el CENACE, Transportista y Centrales Eléctricas para el Control Operativo y Control Físico de sus instalaciones en los procesos de Coordinación Operativa y Maniobras, Administración de Licencias y Atención de Disturbios” que se está elaborando para atender necesidades detectadas.</i></p>
<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ b</p>	<p>Es responsabilidad del Operador del Centro de Control de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC informar oportunamente al Operador del Cenace de manera verbal los eventos relevantes relacionados con la Operación del SEN su responsabilidad (bajo cualquier Estado Operativo del SEN).</p>	<p>Es responsabilidad del Operador del Centro de Control de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC informar oportunamente al Operador del CENACE de manera verbal los eventos relevantes relacionados con la Operación del SEN bajo su responsabilidad y en cualquier Estado Operativo del SEN.</p>	<p>Mejora de redacción.</p>

<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.1 Comunicación en estados operativos del SEN/ d</p>	<p>El personal operativo de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC debe notificar y enviar al personal operativo delCenace la información técnica actualizada de los equipos del SEN, bajo su responsabilidad tal como diagramas unifilares, ...</p>	<p>El personal operativo de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC debe notificar y enviar al personal operativo del CENACE la información técnica actualizada de los equipos del SEN, bajo su responsabilidad tal como diagramas unifilares, ...</p>	<p>Corrección de palabras juntas</p>
<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.1 Comunicación en estados operativos del SEN/ d</p>	<p>El Operador del Centro de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC, debe habilitar o deshabilitar los Esquemas de Acción Remedial o los Esquemas de Protección del Sistema de su ámbito, solamente a solicitud del Operador delCenace, asimismo debe informar en forma verbal de la operación de alarmas relacionadas a estos esquemas.</p>	<p>El Operador del Centro de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, SUM y RDC, debe habilitar o deshabilitar los Esquemas de Acción Remedial o los Esquemas de Protección del Sistema de su ámbito, solamente a solicitud del Operador del CENACE, asimismo debe informar en forma verbal de la operación de alarmas relacionadas a estos esquemas.</p>	<p>Corrección de palabras juntas</p>
<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.1 Comunicación en estados operativos del SEN/ k</p>	<p>La segregación de red, cortes manuales de carga o ajuste deGgeneración de emergencia únicamente se deben realizar por instrucción del Operador del Cenace, la cual debe ser acatada de manera inmediata por los Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, RDC.</p>	<p>La segregación de red, cortes manuales de carga o ajuste de generación de emergencia únicamente se deben realizar por instrucción del Operador del CENACE, la cual debe ser acatada de manera inmediata por los Operadores de los Centros de Control de la RNT, RGD y/o personal del CCG, RDC.</p>	<p>Corrección de palabras juntas</p>
<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio.</p>	<p>Disturbios de alta relevancia: Disparo con afectaciones de carga mayor a 100 MW o generación iguales o superiores a 600 MW, independientemente del tiempo de duración.</p>	<p>Disturbios de alta relevancia: Disparo con afectaciones de carga mayor a 100 MW o generación igual o superior a 600 MW, independientemente del tiempo de duración.</p> <p>También se consideran disturbios de alta relevancia; las barridas de barra, Inundaciones o incendios en instalaciones de la RNT, RGD, CCG o Usuario Calificado, torres de transmisión caídas o ladeadas, eventos meteorológicos como huracanes o depresiones tropicales, sismos que conlleven disparos de elementos,</p>	<p>Se complementa la información con base al documento anterior.</p>

		operación de Esquemas de Acción Remedial (EAR), operación de Esquemas de Protección de Sistemas (EPS), Disparo de elementos debido a personal accidentado, tiros de carga manual, explosión o daño permanente de elementos o equipo asociado, fallas permanentes en líneas de transmisión.	
Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio.	Disturbios sin afectación de carga o generación: 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°R sin afectaciones. Disparo de elemento o equipo asociado sin afectación de carga o generación, debido a vandalismo, maniobras erróneas, a personas ajenas al SEN accidentadas y sismos.	Disturbios sin afectación de carga o generación: Disparo 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°R sin afectaciones.	El segundo párrafo repite algunas cosas del primero.
Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio/ Flujo de información/ Disturbios de alta relevancia/ a.	Los Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC a través del SIO, operado por el Cenace, informará lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas.	Los Operadores de la RNT, RGD, CCG, SUM o RDC informarán inmediatamente y de manera verbal al Operador del CENACE del disturbio ocurrido en su ámbito de responsabilidad. Los Operadores del CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC a través del SIO, informará lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas.	Comunicación operativa en tiempo real para la atención a disturbios.
Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio/ Flujo de información/ Disturbios de alta relevancia/ b.	El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrados elaborarán el Reporte Preliminar del Disturbio escrito a más tardar 2 horas después de ocurrido el evento y lo registrará en el SRD, de conformidad con el formato correspondiente.	El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrados elaborarán una nota informativa del disturbio a más tardar 2 horas después de ocurrido el evento y la envíen al CENACE.	El SRD como está actualmente es un caos, pide demasiada información y no es práctico. Se solicita revisar y hacerlo funcional.

<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio/ Flujo de información/ Disturbios de alta relevancia/ c.</p>	<p>El Cenace a más tardar 3 horas después de ocurrido el evento, enviará de manera semanal el reporte preliminar escrito al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p>	<p>El CENACE a más tardar 3 horas después de ocurrido el evento, enviará el reporte preliminar escrito al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p>	<p>Sobran unas palabras en la redacción.</p>
<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio/ Flujo de información/ Disturbios de alta relevancia/ d.</p>	<p>El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM que estén involucrados en el disturbio realizarán un Reporte Completo del Disturbio, el cual deberá estar concluido a más tardar 72 horas después de la ocurrencia del mismo, el seguimiento a las medidas correctivas será permanente y hasta que todas se hayan terminado y lo registrará en el SRD. En caso que, por la magnitud, la evolución o lo complicado para determinar las acciones correctivas, el Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM podrán solicitar a la CRE una prórroga para entregar el Reporte Completo del Disturbio, por medio del SRD, pero esto deberá estar plenamente justificado y deberá entregar los avances que se tengan al momento de la petición de la prórroga. En caso de petición de prórroga justificada, el reporte completo del disturbio se deberá entregar a más tardar 120 horas después de la ocurrencia del disturbio. De forma posterior a las 120 horas, en caso de prórroga, la CRE podrá solicitar información adicional sobre la justificación de la petición de prórroga.</p>	<p>El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM que estén involucrados, realizarán un Reporte Completo del Disturbio, el cual deberá estar concluido y entregado al CENACE a más tardar 7 días después de la ocurrencia del mismo. En caso que, por la magnitud, la evolución o lo complicado para determinar las acciones correctivas no se pueda concluir el reporte a tiempo, el Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM podrán, solicitar a la CRE una prórroga para su entregar, pero esta deberá estar plenamente justificada y deberán entregar los avances del reporte que se tengan al momento de la petición de prórroga. El seguimiento a las medidas correctivas será permanente y hasta que todas se hayan terminado. La actualización, por parte del responsable, del Reporte Completo del disturbio será permanente y hasta su conclusión. Una vez concluido el Reporte Completo del Disturbio, este se entregará al CENACE y tomará el nombre de Reporte Definitivo del Disturbio.</p>	<p>Propuesta de ampliación de tiempo de entrega del reporte, su actualización y modificación a la redacción.</p> <p>Se propone revisar muy seriamente lo que se requiere registrar en el SRD de un disturbio de alta relevancia. En la última revisión del SRD se solicitaba registrar oscilogramas y en general información que no tiene caso.</p> <p>Transmisión propuso cargar la nota informativa y el reporte del disturbio, no llenar cada apartado del SRD.</p> <p>Si la CRE o cualquier entidad requiere saber el avance del Reporte Completo del Disturbio lo puede consultar con la entidad responsable del mismo.</p>

<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio/ Flujo de información/ Disturbios de alta relevancia/ e.</p>	<p>El CENACE a más tardar 96 horas, si no hubo prórroga, y de 144 horas, si hubo prórroga, después de ocurrido el disturbio, enviará el Reporte Definitivo del Disturbio al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p>	<p>Una vez que el Reporte Definitivo del Disturbio haya sido terminado, El CENACE lo enviará al Transportista, Distribuidor y Participantes del MEM involucrados.</p>	<p>Ajuste de la redacción con base a la propuesta del párrafo anterior.</p>
<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio/ Flujo de información/ Disturbios de alta relevancia/ Tabla.</p>			<p>La tabla se modificará con base a los acuerdos de los tiempos a proponer.</p>
<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio/ Flujo de información/ Disturbios de media relevancia/ b.</p>	<p>El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM recopilarán todos los eventos ocurridos en su ámbito y enviarán un Reporte Completo del Disturbio al Cenace semanalmente, de todos los eventos que clasifiquen en esta categoría, por medio del SRD.</p>	<p>El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM recopilarán todas las notas informativas de los eventos de media relevancia ocurridos en su ámbito y semanalmente enviarán esta información al CENACE.</p>	<p>El SRD como está actualmente es un caos, pide demasiada información y no es práctico. Se solicita revisar y hacerlo funcional.</p>
<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio/ Flujo de información/ Disturbios de media relevancia/ c.</p>	<p>El Cenace recopilará todos los eventos que clasifiquen en esta categoría y enviará un Reporte Definitivo del Disturbio al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p>	<p>El CENACE recopilará todos los eventos que clasifiquen en esta categoría y enviará esta información de manera semanal al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p>	<p>Mejora en la redacción.</p>

<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio/ Flujo de información/ Disturbios de media relevancia/ Tabla.</p>			<p>La tabla se modificará con base a los acuerdos en la redacción.</p>
<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio/ Flujo de información/ Disturbios de baja relevancia/ b.</p>	<p>Los Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC registrarán semanalmente esta información en el SRD, de todos los disturbios de baja relevancia.</p>	<p>Los Operadores de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC enviarán al CENACE semanalmente todos los disturbios de baja relevancia.</p>	<p>El SRD como está actualmente es un caos, pide demasiada información y no es práctico. Se solicita revisar y hacerlo funcional.</p>
<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio/ Flujo de información/ Disturbios de mínima relevancia Disturbios sin afectación de carga o generación.</p>	<p>Disturbios de mínima relevancia</p>	<p>Disturbios sin afectación de carga o generación</p>	<p>En esta nueva versión del MRCO los Disturbios de mínima relevancia fueron sustituidos por Disturbios sin afectación de carga o generación.</p>
<p>Procedimiento de comunicación y coordinación operativa/ 1 Lineamientos/ 1.2 Intercambio de información post-disturbio/ Flujo de información/ Disturbios sin afectación de carga o generación/ b.</p>	<p>Los Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC registrarán lo ocurrido en el disturbio de mínima relevancia a las entidades involucradas semanalmente en el SRD, de todos los disturbios de mínima relevancia.</p>	<p>Los Operadores de la RNT, RGD, CCG, SUM y RDC tendrán en sus SIO y a disposición de los interesados o para auditoría, todos los disturbios que no tengan afectación de carga o generación.</p>	<p>Mejora en la redacción.</p> <p>Se propone que este tipo de eventos no se registre en el SRD, si se requiere la información, se puede consultar el SIO correspondiente</p>

<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ Antecedentes.</p>	<p>El presente procedimiento se elabora atendiendo a lo establecido en los criterios OP - 95 y OP - 96 de las Disposiciones Generales del Sistema Eléctrico Nacional de este Código de Red.</p>	<p>El presente procedimiento se elabora atendiendo a lo establecido en el criterio OP - 95 de las Disposiciones Generales del Sistema Eléctrico Nacional de este Código de Red.</p>	<p>El criterio Op-96 se eliminó en esta nueva versión del documento.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ Antecedentes.</p>	<p>La coordinación ante el Cenace debe ser a través del Centro de Control del Transportista.</p>		<p>Eliminar este párrafo ya que la comunicación del Suministrador debe ser directamente con el CENACE.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 1 Lineamientos.</p>	<p>La coordinación e interacción operativa técnica debe hacerse con base al Manual de Coordinación Operativa, Manual de Programación de Salidas para Mantenimiento, el Código de Red, y los procedimientos que emanan de ellos.</p>	<p>La coordinación e interacción operativa técnica debe hacerse con base al Manual de Coordinación Operativa, Manual de Programación de Salidas, el Código de Red, y los procedimientos que emanan de ellos.</p>	<p>Nombre correcto del Manual de Programación de Salidas</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 1 Lineamientos.</p>	<p>Cuando lo requiera, el personal del UCAT solicitará al OSS, con la oportunidad debida, que tramite Solicitud de Salida o de Licencia ante el Cenace sea por medio del Centro de Control de Transportista, y para mantenimiento preventivo o correctivo a las instalaciones del UCAT que involucre la infraestructura del punto de conexión de la RNT.</p>	<p>Cuando lo requiera, el personal del UCAT solicitará al OSS, con base a lo establecido al Manual de Programación de Salidas, el trámite de una licencia para mantenimiento preventivo o correctivo a las instalaciones del UCAT que involucre la infraestructura del punto de conexión de la RNT.</p>	<p>No está redactado como se acordó en la revisión realizada por CENACE, Transportista y Suministrador en la CRE.</p>

<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 1 Lineamientos.</p>	<p>El OSS solicitará, con la oportunidad debida, al personal de una Solicitud de Salida o de Licencia ante el Cenace sea por medio del Centro de Control del Transportista para atender las necesidades de mantenimiento preventivo o correctivo de la infraestructura particular del UCAT que involucre la infraestructura del punto de conexión de la RNT.</p>	<p>El OSS solicitará al CENACE, con base a lo establecido al Manual de Programación de Salidas, la licencia para atender las necesidades de mantenimiento preventivo o correctivo de la infraestructura particular del UCAT que involucre la infraestructura del punto de conexión de la RNT.</p>	<p>No está redactado como se acordó en la revisión realizada por CENACE, Transportista y Suministrador en la CRE.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 1 Lineamientos.</p>	<p>En cumplimiento al punto 5.1.11 del Manual de Coordinación Operativa, el Suministrador de Servicios deberá entregar al Cenace y al Transportista el “Catálogo de maniobras de las instalaciones y equipos”, bajo su responsabilidad, previo a la entrada en operación comd Usuario Calificado.</p>	<p>En cumplimiento al punto 5.1.11 del Manual de Coordinación Operativa, el Suministrador de Servicios deberá entregar al Cenace y al Transportista el “Catálogo de maniobras de las instalaciones y equipos”, bajo su responsabilidad y previo a la entrada en operación de un Usuario Calificado.</p>	<p>Mejora en la redacción.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ Actividades para la administración de licencias/ 5.</p>	<p>Análisis de Seguridad Realiza el análisis de seguridad determinístico N-1 en la red asociada a la solicitud de Licencia.</p>	<p>Análisis de Seguridad Si fuera necesario, realiza el análisis de seguridad determinístico N-1 en la red asociada a la solicitud de Licencia.</p>	<p>El análisis de seguridad determinístico N-1 lo hace el CENACE solo si es necesario.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ Actividades para la administración de licencias/ 6.</p>	<p>En caso de ser factible, autoriza la solicitud de Licencia en las condiciones requeridas. Por lo que notifica al OSS a través de la OZOT.</p>	<p>En caso de ser factible, autoriza la solicitud de licencia en las condiciones requeridas. Por lo que notifica al OSS y al OZOT.</p>	<p>No está redactado como se acordó en la revisión realizada por CENACE, Transportista y Suministrador en la CRE.</p>

<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ Actividades para la administración de licencias/ 8.</p>	<p>Si no es factible autorizar la solicitud, el Cenace reprograma la solicitud en común acuerdo con el Suministrador. El Cenace notificará la causa a través del Centro de Control del Transportista. De no ser posible la reprogramación, el OSS deberá gestionar una nueva solicitud.</p>	<p>Si no es factible autorizar la solicitud, el CENACE reprograma la solicitud en común acuerdo con el Suministrador de Servicios. El CENACE notificará la causa. De no ser posible la reprogramación, el OSS deberá gestionar una nueva solicitud.</p>	<p>No está redactado como se acordó en la revisión realizada por CENACE, Transportista y Suministrador en la CRE.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ Actividades para la administración de licencias/ 11/ Párrafo 3.</p>	<p>Para el caso de las licencias de emergencia, una vez realizado el análisis de seguridad determinístico N-1, se ajustan las condiciones del control operativo requeridas para llevar a cabo los trabajos especificados.</p>	<p>Para el caso de las licencias de emergencia, una vez realizado (En caso necesario) el análisis de seguridad determinístico N-1, se ajustan las condiciones del control operativo requeridas para llevar a cabo los trabajos especificados.</p>	<p>El análisis de seguridad determinístico N-1 lo hace el CENACE solo si es necesario.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ i Actividades para la administración de licencias/ 12.</p>	<p>Autorización de Licencia del Cenace y ejecución de maniobras Entrega las licencias correspondientes y coordina al OSS y al OZOT en la ejecución de maniobras asociadas a la solicitud.</p>	<p>Autorización de licencia del CENACE y ejecución de maniobras Entrega las licencias correspondientes y coordina al OSS y al OZOT en la ejecución del inicio de maniobras asociadas a la solicitud.</p>	<p>No está redactado como se acordó en la revisión realizada por CENACE, Transportista y Suministrador en la CRE.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ i Actividades para la administración de licencias/ 13.</p>	<p>Ejecución de maniobras Coordina las maniobras de libranza al OZOT y al OSS y estos a su vez al personal ubicado en la instalación perteneciente a la RNT y al personal de campo del UCAT respectivamente, con la finalidad de asegurar la comunicación en sitio y, por ende, la integridad física del personal y de los elementos pertenecientes a la RNT, para librar el equipo solicitado en la licencia. Registrando en los Relatorios correspondientes los horarios de la secuencia de la maniobra realizada.</p>	<p>Coordina el inicio de las maniobras de libranza al OZOT y al OSS, hasta dejar al UCAT sin potencial. Actividad 14 realizada por el OSS y el OZOT: (Hace falta agregar) Una vez que el SO-CENACE concluye con la coordinación de maniobras para dejar sin potencial el UCAT, Continúan realizando las maniobras correspondientes para dejar sus elementos o equipos asociados en condición segura para que el Personal encargado de dar mantenimiento, haga su trabajo con seguridad</p>	<p>No está redactado como se acordó en la revisión realizada por CENACE, Transportista y Suministrador en la CRE.</p>

		para su integridad física y de los elementos o equipos asociados de la RNT y UCAT. Registrando en los relatorios correspondientes los horarios de la secuencia de la maniobra realizada.	
Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ i Actividades para la administración de licencias/ 19.	Verifican las condiciones operativas previas a la normalización del equipo y retiran todos y cada uno de los equipos de puesta a tierra provisional y las Licencias locales, para posteriormente notificar al SO-Cenace la terminación de los trabajos y solicitar la autorización para iniciar maniobras de normalización.	Verifican las condiciones operativas previas a la normalización del equipo y verifican retirados todos y cada uno de los equipos de puesta a tierra provisional y las Licencias locales, para posteriormente notificar al SO-CENACE la terminación de los trabajos y solicitar la autorización para iniciar maniobras de normalización.	Se mejora la redacción.
Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ i Actividades para la administración de licencias/ 20.	Confirmación del retiro de Licencias Confirma con el OSS y con el OZOT que se hayan concluidos los trabajos y retirado todas las licencias locales.	Confirmación del retiro de Licencias Confirma con el OSS y con el OZOT que se hayan concluidos los trabajos y retirado todas las licencias locales. También verifica que la Subestación del UCAT esté lista para recibir potencial, y con el OZOT para enviar potencial a la Subestación del UCAT.	No está redactado como se acordó en la revisión realizada por CENACE, Transportista y Suministrador en la CRE.
Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ ii Actividades para el control de tensión/ 3.	Detección de tendencia a violación de tensión Informa a la brevedad al SO-Cenace, la anomalía reportada por el UCAT y las condiciones físicas de las instalaciones del Usuario Final que reportó el disturbio. En caso necesario consulta con el OCCD, las condiciones de la RNT en el punto de conexión del Usuario Final a través del centro de control del transportista. Informa a la brevedad al SO-Cenace la condición de tensión en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que se conecta el Usuario Final y los límites operativos establecidos.	Detección de tendencia a violación de tensión Informa al SO-CENACE la condición de tensión en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que se conecta el Usuario Final y los límites operativos establecidos.	En el punto 2, el OSS informó al SO-CENACE, las condiciones reportadas por el UCAT.

<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ ii Actividades para el control de tensión/ 10.</p>	<p>Ejecución de acciones en equipos de la RNT para corregir tensión Ejecuta la acción de control instruida por el SO-CENACE, de las definidas en el punto 8 de este grupo de actividades, sobre los elementos que conforman la RNT. Asimismo, registra las acciones de control físico realizadas en el relatorio de Operación.</p>	<p>Ejecución de acciones en equipos de la RNT para corregir tensión Ejecuta la acción de control instruida por el SO-CENACE, de las definidas en el punto 8 de este grupo de actividades, sobre los elementos que conforman la RNT. Asimismo, registra en el SIO las acciones de control físico realizadas y notifica al SO-CENACE estas acciones.</p>	<p>Faltó la notificación del CENACE de la acción de control tomada.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ ii Actividades para el control de tensión/ 13.</p>	<p>Solicita al OSS informe al ORDC la ejecución de algunas de las siguientes acciones:</p>		<p>Falta definir ORDC</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ ii Actividades para el control de tensión/ 18.</p>	<p>Registro de acciones para control de tensión Integra en el SIO el informe de las acciones de control de tensión que fueron realizadas por el OZOT, OCCD, OCCG y/o ORDC.</p>	<p>Registro de acciones para control de tensión Integra en el SIO el informe de las acciones de control de tensión que fueron realizadas por el OZOT, OCCD, OCCG, OSS y/o ORDC.</p>	<p>Se agrega al OSS.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ iii Actividades para el restablecimiento del SEN ante la ocurrencia de disturbios/ 6/ Responsable.</p>	<p>SO-Cenace, OZOT, OSS y OCCD</p>	<p>SO-CENACE, OZOT y OSS</p>	<p>La comunicación con el OCCD, la hace el CENACE a través del OZOT.</p>

<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ iii Actividades para el restablecimiento del SEN ante la ocurrencia de disturbios/ 8/ Responsable.</p>	<p>OZOT, OSS y OCCD</p>	<p>OZOT, OSS</p>	<p>La comunicación con el OCCD, la hace el CENACE a través del OZOT.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ iii Actividades para el restablecimiento del SEN ante la ocurrencia de disturbios/ 9.</p>	<p>Verificación de la efectividad de las acciones para el restablecimiento Solicita al OZOT, al OSS y/o al OCCD las condiciones de los equipos en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que está conectado el Usuario Final que reportó el disturbio, o en las instalaciones del Usuario Final, según corresponda, verificando que se encuentran las variables de tensión y flujos de potencia dentro de los límites operativos establecidos.</p>	<p>Verificación de la efectividad de las acciones para el restablecimiento Solicita al OZOT y al OSS las condiciones de los equipos en el punto de conexión y/o nodo que conforma la RNT, al que está conectado el Usuario Final que reportó el disturbio, o en las instalaciones del Usuario Final, según corresponda, verificando que se encuentran las variables de tensión y flujos de potencia dentro de los límites operativos establecidos.</p>	<p>La comunicación con el OCCD, la hace el CENACE a través del OZOT.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ iii Actividades para el restablecimiento del SEN ante la ocurrencia de disturbios/ 12.</p>	<p>Además, deberán participar en el comité de análisis del disturbio, de acuerdo al Procedimiento CFE-DO-CNC-01.- “Procedimiento de identificación de la causa raíz de los eventos operativos o disturbios que ocasionen interrupción del suministro eléctrico a los usuarios finales, para la determinación de acciones correctivas, preventivas y predictivas, y asignación de responsabilidades”</p>	<p>Además, deberán participar en el comité de análisis del disturbio, de acuerdo al “Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico”</p>	<p>Nombre correcto del procedimiento.</p>
<p>Procedimiento para la coordinación entre CENACE – Transportista – Suministrador para el control operativo y</p>			<p>Se brincaron la numeración del punto 12 al 14. Faltó el 13.</p>

<p>físico de Usuarios conectados en alta tensión/ 2 descripción de actividades/ iii Actividades para el restablecimiento del SEN ante la ocurrencia de disturbios/ 14.</p>			
<p>Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ Introducción.</p>	<p>Con este procedimiento se introduce una herramienta para que los Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en disturbios de alta o media relevancia identifiquen responsabilidades que resultasen de las interrupciones del suministro eléctrico en la RNT y las RGD, por parte de Transportista, Distribuidor, Centrales Eléctricas, Centro de Carga, Suministrador y Cenace u otro Integrante de la Industria Eléctrica, cuando en el disturbio estén involucrados 2 o más Usuarios del SEN y existan discrepancias entre ellos.</p>	<p>Con este procedimiento se introduce una herramienta para que los Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en disturbios de alta o media relevancia tengan mecanismos de control para mejorar la continuidad del servicio, a través de la implementación de directrices aplicables para la identificación de la causa raíz de dichas interrupciones y la determinación de acciones correctivas y preventivas que tengan como fin la implementación de planes de trabajo para mitigar su recurrencia, así como regular las responsabilidades que resultasen de las Interrupciones del suministro eléctrico</p>	<p>Se mejora la redacción de la introducción y se describe mejor lo que se busca con ello.</p>
<p>Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ Alcance.</p>	<p>Aplica para disturbios de alta y media relevancia en elementos que pertenezcan al MEM; con afectación del suministro eléctrico, en los que estuvieron involucrados dos o más Usuarios del SEN entre los que existen discrepancias.</p>	<p>Aplica para disturbios de alta y media relevancia en elementos que pertenezcan al MEM con afectación del suministro eléctrico con una duración igual o mayor a cinco minutos.</p>	<p>El procedimiento aplica, aunque esté involucrado un solo proceso y si son dos o más, aunque no haya discrepancia.</p>
<p>Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ 1. Procedimiento.</p>	<p>El documento que deberá ser elaborado en aplicación de este procedimiento es el Informe Final del Disturbio integrado por al menos los siguientes elementos:</p> <p>Reporte Definitivo del Disturbio (realizado por el Cenace, conforme al Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa del Código de Red).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Análisis Causa Raíz (realizado por el Grupo de Trabajo). • Plan de acciones correctivas y preventivas (realizado por el Grupo de Trabajo). 	<p>El documento producto de la aplicación de este procedimiento es el Informe Final del Disturbio una vez que se haya concluido la elaboración de los siguientes elementos:</p> <p>Reporte Definitivo del Disturbio (realizado por el grupo de trabajo, cumpliendo con lo establecido en el Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa del Código de Red).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Análisis Causa Raíz (realizado por el Grupo de Trabajo). 	<p>El reporte definitivo es elaborado por todos los procesos involucrados en el origen del disturbio y su restablecimiento.</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • Cédula de asignación de responsabilidades (realizado por el Grupo de Trabajo). Y que realizará el Grupo de Trabajo correspondiente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Plan de acciones correctivas y preventivas (realizado por el Grupo de Trabajo). • Cédula de asignación de responsabilidades (realizado por el Grupo de Trabajo). 	
Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ 1. Procedimiento/ a.	El Reporte Definitivo del Disturbio será emitido por el Cenace, de acuerdo con Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa de este Código de Red. Los Centros de Control de los Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en el mismo, deberán proporcionar al Centro de Control de mayor jerarquía, la secuencia de eventos, afectaciones de carga, generación o información complementaria en su ámbito, según se especifica más adelante.	El Reporte Definitivo del Disturbio será emitido por el CENACE, de acuerdo con Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa de este Código de Red. Los Integrantes de la Industria Eléctrica involucrados en el origen del disturbio o su restablecimiento, deberán participar en las reuniones para su elaboración, proporcionado la secuencia de eventos, afectaciones de carga, generación o información complementaria en su ámbito, según se especifica más adelante.	Se mejora la redacción.
Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ 1. Procedimiento/ c.	Para disturbios de alta relevancia, extensos o complejos que pudiesen exceder los tiempos establecidos en la Tabla 1, se deberá notificar a la CRE, especificando la causa y la extensión del tiempo requerido.	Para disturbios de alta relevancia, extensos o complejos que pudiesen exceder los tiempos establecidos en la Tabla 1, se deberá notificar a la CRE, especificando la causa y la extensión del tiempo requerido, de acuerdo con Procedimiento de Comunicación y Coordinación Operativa de este Código de Red.	Para hacer más completa la información se incluye referencia al procedimiento de comunicación y coordinación operativa. Hace falta revisar los tiempos especificados en la tabla 1, una vez que se acuerden los tiempos y condiciones propuestas.
Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ 1. Procedimiento/ e.	Para la asignación de responsabilidades, se procederá a la elaboración y formalización de los documentos establecidos en el punto 1 de estos lineamientos, cargando cada una de las partes involucradas en el disturbio su respectiva información en el SRD , apegándose a los tiempos especificados en la Tabla 1.	Cuando se presente una interrupción en la que intervengan dos o más integrantes de los enunciados en el alcance del presente procedimiento y una vez conciliado el reporte definitivo y la asignación de responsabilidades, se procederá a la elaboración y formalización de los documentos establecidos en el punto 1 de estos lineamientos	La asignación de responsabilidades es uno más de los documentos que forman parte del reporte completo. La redacción inicial pone la asignación de responsabilidades como un producto de los documentos establecidos en el punto 1.

			Si cada participante de la Industria Eléctrica involucrado en el disturbio carga su respectiva información en el SRD, se va a tener un caos sin orden. Creo que la información necesaria quede integrada en el Reporte elaborado en forma conjunta.
Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ 1. Procedimiento/ h.	De acuerdo a lo establecido en las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, publicadas en el DOF el 16 de febrero de 2016, cada entidad participante, deberá enviar a la CRE un informe de interrupciones de manera trimestral.	Cada entidad participante, deberá enviar a la CRE su informe de interrupciones De acuerdo a lo establecido en el Procedimiento de comunicación y coordinación operativa de este Manual.	La redacción original se contrapone con lo establecido en el Procedimiento de comunicación y coordinación operativa.
Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ 1. Procedimiento/ Tabla 1.1			Revisar y actualizar la tabla 1 con base a los acuerdos tomados en el Procedimiento de comunicación y coordinación operativa. Eliminar la nota: Nota: Para disturbios de alta relevancia, extensos o complejos se pueden exceder los tiempos establecidos en la Tabla 1.1, se debe notificar a la CRE de esta necesidad y la interrupción será registrada a responsabilidad propia de cada entidad, la cual será reclasificada una vez emitido el Informe Final del Disturbio.

<p>Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ 2. Integración y operación del Grupo de Trabajo</p>	<p>Las funciones a realizar por el Grupo de Trabajo son: realizar el Análisis Causa Raíz, determinar las acciones correctivas y preventivas y plan de acción que las implemente y así se eviten su recurrencia y la asignación de responsabilidades de la interrupción. Para ello, se debe elaborar una minuta y la integración del Informe Final del disturbio conforme a lo definido en el apartado 7 de los Lineamientos de este Procedimiento.</p>	<p>El Grupo de Trabajo, tiene como función: determinar la causa raíz, las acciones correctivas y preventivas que eviten su recurrencia y la asignación de responsabilidades de interrupción, sobre la base de un análisis conjunto. Debiéndose elaborar una minuta y la integración del Informe Final del disturbio conforme a lo definido en el apartado 5 de este documento.</p>	<p>Se propone mejora a la redacción. Se corrige el número de referencia.</p>
<p>Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ 3 Clasificación de las interrupciones del suministro eléctrico/ F Casos excepcionales/ Ultimo párrafo</p>	<p>Para casos fortuitos o excepcionales, cada entidad integrante del Grupo de Trabajo deberá integrar Comité(s) conforme a su ámbito operativo para la clasificación y documentación de estos casos.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Operadas. • Montos y tiempos de afectación de carga. • Análisis del disturbio. • Medidas Correctivas inmediatas. • Anexos: Diagramas Unifilares de la Zona afectada, Registros de Eventos, etc. <p>Este reporte será la base para continuar con el Análisis Causa Raíz que originó el disturbio.</p>	<p>Para casos fortuitos o excepcionales, cada entidad integrante de la industria eléctrica deberá tener Comité(s) conforme a su ámbito operativo para la clasificación y documentación de estos casos.</p>	<p>Cada integrante de la industria eléctrica debe tener este comité.</p> <p>Lo que se propone eliminar solo crea confusión.</p>
<p>Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ 6. Asignación de las responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico / 6.1 Criterios generales para la asignación de responsabilidades de las interrupciones en el SEN</p>	<p>La responsabilidad de la interrupción del suministro eléctrico ocasionada por un disturbio en el Sistema Eléctrico Nacional, provocado por contratistas, prestadores de servicios o particulares en asociación, será con cargo a la entidad dueña del activo que formalizó el contrato o convenio o a la entidad que recibirá dicho activo, dejando sin efecto el punto 1.3 del presente procedimiento.</p>	<p>La responsabilidad de la interrupción del suministro eléctrico ocasionada por un disturbio en el Sistema Eléctrico Nacional, provocado por contratistas, prestadores de servicios o particulares en asociación, será con cargo a la entidad dueña del activo que formalizó el contrato o convenio o a la entidad que recibirá dicho activo.</p>	<p>En el procedimiento propuesto si lleva numeración, pero en la forma que se transcribió al Código de Red se quitó la numeración. Además, que no es necesaria la referencia.</p>

<p>Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ 6. Asignación de las responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico / 6.1 Criterios generales para la asignación de responsabilidades de las interrupciones en el SEN</p>	<p>La responsabilidad por el retraso en el restablecimiento del suministro eléctrico por elementos no afectados por falla permanente y que no se puedan energizar debido a anomalías, fallas o por estar fuera de servicio los Sistemas de Comunicación y Control necesarios para ejercer su Control Físico, así como fallas en sus equipos asociados; será con cargo a la entidad dueña del elemento no afectado que no es posible restablecer.</p>	<p>La responsabilidad por el retraso en el restablecimiento del suministro eléctrico de los elementos no afectados por falla permanente y que no se puedan energizar debido a anomalías, fallas o por estar fuera de servicio los sistemas de comunicación y control necesario para ejercer su control físico, así como fallas en sus equipos asociados, será con cargo a la entidad dueña del activo (elemento o equipo asociado) que ocasionó el retraso, como puede ser medios de comunicación y control, esquemas de protecciones, etc.</p>	<p>Redacción que se tiene en el procedimiento revisado en forma conjunta.</p> <p>Además, la parte marcada en amarillo, no tiene sustento alguno.</p>
<p>Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ 6. Asignación de las responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico / 6.1 Criterios generales para la asignación de responsabilidades de las interrupciones en el SEN</p>	<p>En caso de que se realice una si la libranza y esta modifique las condiciones normales de operación de la RNT o RGD y ante la ocurrencia de una falla, se viera afectada la carga, la afectación será con cargo dueño del activo que falló, siempre y cuando el Centro del Control que autorizó dicha libranza haya informado de este riesgo, en caso contrario la responsabilidad será para el Centro de Control que autorizó la libranza, dejando sin efecto el punto 1.3 del presente procedimiento.</p>	<p>En caso de que se realice una libranza y esta modifique las condiciones normales de operación de la RNT o RGD y ante la ocurrencia de una falla, se viera afectada la carga, la afectación será con cargo dueño del activo que falló, siempre y cuando el Centro del Control que autorizó dicha libranza haya informado de este riesgo, en caso contrario la responsabilidad será para el Centro de Control que autorizó la libranza,</p>	<p>Mejora en la redacción.</p> <p>En el procedimiento propuesto si lleva numeración, pero en la forma que se transcribió al Código de Red se quitó la numeración. Además, que no es necesaria la referencia.</p>

<p>Procedimiento para la identificación de la causa raíz de disturbios de alta y media relevancia en instalaciones del MEM que ocasionen interrupción prolongada del suministro eléctrico/ 6. Asignación de las responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico / 6.3. Criterios específicos para la asignación de responsabilidades de interrupción del suministro eléctrico a cada entidad de las enunciadas en el alcance de este procedimiento</p>		<p>Por retraso en el restablecimiento de la RNT y/o RGD por estar fuera de servicio los Sistemas de Comunicación y Control que estén dentro de los activos del Transportista.</p>	<p>Punto que está incluido en el procedimiento revisado y acordado, inclusive en el Procedimiento en el Código de Red que se está revisando.</p> <p>Considero que fue omitido por error, pues para Distribución si se consideró.</p>
---	--	---	--