

RESUMEN DE ACCIONES REGULATORIAS DEL CÓDIGO DE RED

En este documento, y para facilitar la revisión, se utiliza un código de colores. En la columna “Descripción de la Acción Regulatoria” el texto en rojo es cambio, si aparece no tachado significa que se **incluye** y si aparece tachado significa que se **elimina**, con respecto a la versión inicial (en negro).

La mayoría de las acciones regulatorias propuestas fueron discutidas en los grupos de trabajo para ello creados en el Comité Consultivo de Confiabilidad: Grupo de Generadores, Grupo de Operación y Planeación y Grupo de Centros de Carga.

Además, las acciones regulatorias en las casillas de fondo gris son obligaciones, para distinguirlas del resto de las acciones regulatorias.

Tipo de Acción Regulatoria	Fundamento	Descripción de la Acción Regulatoria	Justificación	Si es Obligación, ¿tiene costos para los PM?	Costos
Definición	C. Glosario	<p>Acción correctiva. Acción que se efectúa después de un disturbio, con el propósito de eliminar sus causas para evitar su recurrencia.</p> <p>Acción preventiva. Acción planeada en las que destacan pruebas, verificación, calibración, etc., realizadas a intervalos predefinidos con el propósito de evitar un disturbio.</p> <p>Análisis Causa Raíz. Proceso para la identificación de las causas indirectas (actos o condiciones inseguras), causas básicas o raíz, factores causales y contribuyentes, que al combinarse provocaron la ocurrencia de un disturbio.</p> <p>Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Se entenderá por Caso Fortuito o Fuerza Mayor, cualquier fenómeno de la naturaleza o acto del hombre que sea imprevisible o inevitable, aun procediendo con la debida diligencia, y que se produzca sin dolo, culpa o negligencia del afectado y que le impida el cumplimiento de cualquiera de sus obligaciones derivadas de este documento. Entre los Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor se incluyen enunciativa pero no limitativamente los siguientes: inundación, terremoto, tormenta, incendio, rayo, epidemia, guerra, revuelta, huelga o conflictos laborales no imputables a la Parte afectada, escasez de insumos, actos de autoridad que no sean promovidos o motivados por la Parte afectada.</p> <p>Causa Aparente. Es la causa más evidente o probable que originó la ocurrencia de disturbio.</p> <p>Causa Raíz. Causa fundamental que originó un disturbio, que</p>	Propuesta de definiciones que reducen la incertidumbre.		

	<p>si es corregida, evita la recurrencia del mismo y/o de eventos operativos o disturbios similares, en los cuales intervienen los siguientes factores causales: comunicación, documentos y procedimientos escritos; interfases hombre-máquina, condiciones ambientales, programas de trabajo, prácticas de trabajo, planeación y organización del trabajo, métodos de supervisión, métodos de calificación y entrenamiento, administración del cambio, administración de recursos, métodos gerenciales, diseño / configuración y análisis, condiciones del equipo, condiciones ambientales que afectan al equipo, especificaciones de compra, mantenimiento y pruebas, operación, condiciones o factores externos, entre otros.</p> <p>Centro de carga. Se define de acuerdo a lo establecido en la LIE publicada en el DOF el 11 de agosto del 2014 y que a la letra dice: "Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten que un Usuario Final reciba el Suministro Eléctrico. Los Centros de Carga se determinarán en el punto de medición de la energía suministrada."</p> <p>Contingencia Sencilla más Severa (CSMS). Se refiere a la Contingencia de un elemento del Sistema Eléctrico que causa las mayores repercusiones en los parámetros del mismo y que puede dejar al SEN en un estado operativo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Normal sin violación de límites operativos en post-disturbio. • Alerta con violación de límites operativos en post-disturbio sin afectación de carga y con el sistema integrado. • Emergencia con afectación de carga y/o desintegración del sistema. <p>Control Físico. El conjunto de acciones realizadas que modifican el estado de los elementos que conforman la RNT.</p> <p>Control Operativo. La emisión de instrucciones relativas a:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) La asignación y despacho de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable; b) La operación de la RNT que corresponda al MEM, y c) La operación de las RGD que corresponda al MEM. <p>Disturbio. Es la alteración súbita de las condiciones normales del SEN que se presente de forma fortuita, afectando en su totalidad o a uno o varios de sus partes componentes, la cual y que puede derivar llegar a producir una en la interrupción del Suministro Eléctrico y ocasionar un estado anormal en la operación del sistema.</p> <p>Disturbio de alta relevancia. Disparo con afectaciones de carga o generación superiores a 30 MW. Barridas de barras, inundaciones o incendios en instalaciones de la RNT, RGD,</p>			
--	--	--	--	--

	<p>CCG o de Usuario Calificado, torres de transmisión caídas o ladeadas, eventos meteorológicos como huracanes o depresiones tropicales, sismos que conlleven disparos de elementos, operación de esquemas de baja frecuencia, disparos de elementos debido a personal accidentado, tiros de carga manual y explosiones de equipo primario).</p> <p>Disturbios de media relevancia. Disturbios con afectaciones de carga o generación menores a 30 MW pero iguales o mayores a 10 MW, disparos múltiples sin afectaciones de carga, operación de esquemas de bajo voltaje, fallas permanentes en líneas de transmisión y disparos múltiples con y sin afectación de carga.</p> <p>Elemento: Componente físico que forma parte del SEN y que tiene como función la producción, transmisión, distribución o consumo de energía eléctrica, por ejemplo: Unidades de Central Eléctrica, Centros de Carga, líneas de transmisión, elementos de transformación, Buses, Elementos de compensación de potencia reactiva tanto estáticos como dinámicos, entre otros.</p> <p>Equipo Asociado: Dispositivo que puede formar parte de las Subestaciones Eléctricas del SEN y que cumple una función específica para la conexión, desconexión, medición, control, protección, comunicación o compensación de potencia reactiva; el cual puede estar asociado a uno o varios Elementos, por ejemplo: cuchillas, interruptores, reguladores automáticos de voltaje, gobernadores de velocidad, Control Automático de Generación, transformador de corriente, transformadores de potencial, unidades terminales remotas, control supervisorio, enlaces de comunicación, cuadros de Maniobra y protecciones eléctricas.</p> <p>Esquemas de Protección. Es el conjunto de sensores, relevadores y aparatos asociados que detectan alguna condición anormal o de falla en equipo eléctrico, enviando la señal de apertura automática o disparo a interruptores de la red eléctrica y Unidades de Central Eléctrica generadores, necesarios para aislar el equipo fallado de la red eléctrica o activar o que hacen operar otros dispositivos como válvulas, extintores y alarmas, para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.</p> <p>Factor Causal. Condición, acción, o situación que propicia la ocurrencia o desarrollo de un disturbio.</p> <p>Fluctuación de tensión (Flicker). Variaciones de la luminiscencia de lámparas debidas a fluctuaciones de la envolvente de tensión. Se define como la impresión de inestabilidad de la sensación visual inducida por un estímulo luminoso cuya distribución espectral fluctúa con el tiempo.</p>			
--	---	--	--	--

	<p>Interconexión: Enlace de una Central Eléctrica a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución. El término también se refiere a los procesos relativos al Incremento de Capacidad Instalada o Cambio del Punto de Interconexión para una Central Eléctrica existente, y al requerimiento de infraestructura para la entrega de excedentes de Centrales Eléctricas de Abasto Aislado que pretendan interconectarse a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico.</p> <p>Libranza. Es dejar un equipo sin potencial eléctrico, vapor, agua a presión y sin otros fluidos peligrosos para el personal, aislando completamente el resto del equipo mediante interruptores, cuchillas, fusibles, válvulas y otros dispositivos, asegurándose además contra la posibilidad de que accidental o equivocadamente pueda quedar energizado o a presión, valiéndose para ello, de bloqueos y colocación de tarjetas auxiliares.</p> <p>Licencia en Vivo: Es la autorización que se concede a un trabajador para que este y/o el personal a sus órdenes, ejecute un trabajo en elementos y/o equipos asociados energizados.</p> <p>Licencia en Muerto: Es una autorización que se concede a un trabajador para que este y/o el personal a sus órdenes, ejecute algún trabajo en elementos o equipos asociados desenergizados.</p> <p>Licencia de Emergencia: Es toda licencia que se solicita para realizar trabajos a la brevedad en elementos y/o equipos asociados, que se encuentran en condiciones críticas de operación o por no concluir los trabajos en el tiempo programado.</p> <p>Licencia Programada: Invariablemente proviene de una salida programada, y su autorización es evaluada y ratificada por parte del Cenace en el corto plazo para la ejecución de los trabajos.</p> <p>Licencia No Programada: Invariablemente proviene de una salida forzada pero no conlleva la salida inmediata de operación del elemento del SEN. Previa a la revisión, y con un mínimo de 4 días hábiles de anticipación, el solicitante deberá fincar un registro en el Sistema de Administración de Licencias para que exista la posibilidad de que pueda ser evaluada por parte del CENACE y considerada dentro de los procesos de Mercado. El CENACE podrá evaluar y autorizar solo las solicitudes que sean factibles.</p> <p>Límites de cargabilidad. Valores a los que opera un elemento por encima de sus valores nominales de operación en Estado Operativo Normal, declarados al Cenace por el propietario del elemento (Transportista o Distribuidor) cada octubre, y que no causen daño físico al elemento.</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>Operación preventiva. Acción de operación del CENACE, para evitar que ocurra un escenario desfavorable para el SEN.</p> <p>Programa Trianual Integrado de Salidas: es el que libera anualmente el Cenace por medio del Sistema de Administración de Salidas y que contiene el plan calendarizado de Salidas Programadas de los Elementos que son propiedad de los Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores.</p> <p>Programa Trimestral Integrado de Salidas: es el que libera trimestralmente el Cenace por medio del Sistema de Administración de Salidas y que contiene el plan calendarizado de Salidas Programadas de los Elementos que son propiedad de los Participantes del Mercado, Transportistas o Distribuidores, correspondiente a los siguientes tres meses.</p> <p>Punto de Conexión. El punto en donde se delimitan las fronteras operativas y de responsabilidad entre el Transportista o Distribuidor y un Centro de Carga.</p> <p>Razones de cambio de frecuencia respecto al tiempo (ROCOF, en sus siglas en inglés): es la rapidez con la que cambia la frecuencia en un periodo determinado.</p> <p>Recurrencia de un disturbio. Disturbio, que tiene la misma Causa Raíz, aunque tenga diferentes consecuencias de uno ocurrido anteriormente.</p> <p>Redes Generales de Distribución (RGD). Se define 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 de fecha 16 de febrero de 2016 y que a la letra dice: "Las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista comprenden todos los equipos que operan con niveles de tensión nominales menores a 69 kV, salvo aquellas que, por motivos operativos, la Secretaría o el CENACE consideren integradas a la RNT. Se considera un servicio de distribución todo aquel que se encuentre conectado a voltajes inferiores a 69 kV.</p>			
--	---	--	--	--

	<p>Asimismo, los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, establecen: "3.1.4 Los Transformadores de subestaciones que en su lado secundario transformen en voltajes de menores a 69 kV serán considerados parte de las Redes Generales de Distribución. De igual manera formarán parte de las Redes Generales de Distribución los equipos asociados a dichos transformadores."</p> <p>Red Nacional de Transmisión (RNT). Se define 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 de fecha 16 de febrero de 2016 y que a la letra dice: "La Red Nacional de Transmisión son aquellas instalaciones necesarias para transmitir la energía eléctrica en niveles de tensión iguales o superiores a 69 kV; salvo aquellas que, por motivos operativos, la Secretaría o el Cenace consideren integradas a las Redes Generales de Distribución. Se considera un servicio de transmisión todo aquel que se encuentre conectado a tensiones iguales o superiores a 69 kV. Asimismo, los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, establecen: "3.3.1 Formarán parte de la Red Nacional de Transmisión y, por lo tanto, le serán asignadas a la Empresa Productiva Subsidiaria que haya sido creada por la CFE para prestar el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica en los términos de la disposición 3.2.1, las Redes Eléctricas a cargo de la CFE que operen a una tensión igual o superior a 69 kV salvo que:</p> <p>(a) formen parte de Redes Particulares asociadas a Centrales Eléctricas;</p> <p>(b) deban clasificarse por excepción como Redes Generales de Distribución por determinación expresa, fundada y motivada por parte de la Secretaría; o,</p> <p>(c) estén temporalmente a cargo de las divisiones de distribución de la CFE o de las Empresas Productivas Subsidiarias creadas para realizar actividades de Distribución."</p> <p>Relatorio (o SIO). Se define de acuerdo a lo establecido en el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa en su punto 1.3.2 como: "Libro o sistema de captura de información, el cual tendrá carácter de documento oficial con valor probatorio y en el que se deben anotar los sucesos de la operación y de la programación de energía".</p> <p>Reglas del Mercado (RM). Se define de acuerdo a lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, publicadas en el DOF de fecha 11 de agosto del 2014 y que a la letra dice: "Conjuntamente, las Bases del Mercado Eléctrico y las</p>			
--	--	--	--	--

	<p>Disposiciones Operativas del Mercado, que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista.</p> <p>Reserva Reactiva Dinámica: es la requerida para que el sistema se adapte a condiciones rápidamente cambiantes en el sistema de transmisión, tales como la pérdida súbita de recursos de generación o de líneas de transmisión y es típicamente provista por equipos de compensación activos, los cuales, presentan una gran ventaja al controlar el voltaje en varios buses adyacentes al punto de conexión del equipo de compensación, ejemplos de estos equipos son los Condensadores Síncronos y los Compensadores Estáticos de Vars (CEV). Estos últimos como su nombre lo indica no presentan ninguna parte móvil, están compuestos por pasos de capacitancias e inductancias, las cuales son conectadas según se requieran para mantener el voltaje en su punto de conexión lo más cercano posible a su valor nominal.</p> <p>Reserva Reactiva Fija: es la potencia reactiva necesaria para proveer soporte de voltaje durante las condiciones normales de operación del sistema eléctrico y es proporcionada por equipos de compensación reactiva conocidos como pasivos, es decir, no tienen la capacidad de variar su respuesta de absorción-generación de reactivos para una variación en el nivel de transmisión, generalmente el único medio de control de los compensadores pasivos o fijos es su interruptor de conexión, pero no por eso dejan de ser útiles en el mejoramiento de las características de transmisión de una línea. Ejemplos de estos equipos son los reactores y capacitores en derivación, así como los capacitores en serie.</p> <p>Riesgo. Medida cuantitativa expresada en función de la probabilidad y magnitud de las consecuencias de que ocurra un disturbio, identificado como peligroso. Es la probabilidad de que un peligro se materialice, debido a una vulnerabilidad existente, ocasionando una consecuencia específica de daño o perjuicio.</p> <p>Retiro Temporal: estatus, en el registro de activos físicos del Sistema de Información del Mercado, que adquiere una Unidad de Central Eléctrica cuando el Ceance haya autorizado la Salida Económica registrada por el Participante del Mercado y dicha Salida se encuentre establecida en el Programa Triannual Integrado de Salidas.</p> <p>Salida: Es la salida de operación de un elemento o equipo asociado del SEN requerida ya sea para realizar trabajos de mantenimiento preventivos/correctivos sobre el elemento o equipo asociado, o por suspensión temporal de operaciones tratándose exclusivamente de unidades generadoras. Existen 4 tipos de salida: Salida Programada, Salida Forzada y Salida Económica y Salida de Renuncia para Exportación.</p>			
--	--	--	--	--

	<p>Salida Económica: suspensión temporal de una Unidad de Central Eléctrica y sus Equipos Asociados por motivos no relacionados a pruebas, trabajos de Mantenimiento, reparación, modificación, reconfiguración, ampliación o modernización.</p> <p>Salida Forzada. Salida Forzada: resultado de la Salida de un Elemento y sus Equipos Asociados del Sistema Eléctrico Nacional, originada por razones técnicas o bien causas fortuitas, lo cual deriva en su indisponibilidad para la operación. Una Salida Forzada no forma parte del proceso de planeación y coordinación de programación de Salidas. Existen 2 tipos de salida forzada: Salida Forzada por Mantenimiento No Programado y Salida Forzada por Emergencia. Licencia de Mantenimiento solicitada por el participante, evaluada y aprobada por el Cenace durante el mes corriente.</p> <p>Salida de Renuncia para Exportación: Es la Salida que deriva de un convenio entre el CENACE y el operador de un Sistema Eléctrico Vecino mediante el cual el CENACE le cede la operación de una Unidad de Central Eléctrica en periodos específicos, lo cual deriva en la indisponibilidad de la Unidad de Central Eléctrica para su operación en el Sistema Eléctrico Nacional durante el periodo convenido.</p> <p>Salida Programada: es la solicitud de salida a mantenimiento evaluada y autorizada por el CENACE en el mediano plazo. Dependiendo de la anticipación con la cual se registre en el Sistema de Administración de Salidas a Mantenimiento se clasificarán como: Anuales, Trimestrales o Extemporáneas.</p> <p>Sistema de Administración de Licencias: es la aplicación informática del Cenace, por medio de la cual los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores donde se registran sus Solicitudes de Licencia.</p> <p>Sistema de Administración de Salidas: es la aplicación informática del Cenace, por medio de la cual los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores donde se registran sus Salidas o Renuncias para Exportación, y el Cenace les notifica la resolución de las mismas.</p> <p>Sistema Eléctrico Vecino: son los sistemas eléctricos de los países que tienen frontera con México y con los cuales se tiene una o más líneas de transmisión que los interconecta al SEN en forma síncrona, asíncrona o radial para Abasto Aislado.</p> <p>Sobrecarga permitida declarada. Valores a los que opera un elemento por encima de sus valores nominales de operación ante Alerta o Emergencia, declarados al Cenace cada octubre por parte del propietario del elemento (Transportista o Distribuidor) y que no causen daño físico al elemento.</p>			
--	---	--	--	--

		Transportista o Contratista: responsable de operar y mantener la RNT, conforme a los Artículos 26 y 30 de la LIE.			
Obligación	Disposiciones Generales	Criterio P-22. Los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD, deberán incluir: a. El análisis costo-beneficio integral de las distintas alternativas de Ampliación y Modernización. b. Aquella alternativa que represente el menor mayor costo total beneficio para el SEN. c. Para todos los proyectos de ampliación de la RNT que se presenten, se requiere un análisis de sensibilidad. estén sujetos a un nivel considerable de incertidumbre, éstos podrán ser sustituidos por análisis del tipo probabilísticos. Para todos los proyectos de ampliación de la RNT que se presenten, se requiere un análisis de sensibilidad.	Se realiza la aclaración acerca de que los PAM (PAMRNT y PAMRGD) deben llevarse a cabo teniendo en cuenta que los proyectos propuestos deben ser las alternativas de mayor costo-beneficio y no de menor costo. Además de los análisis costo-beneficio, los proyectos propuesto de ampliación de la RNT deben presentar un análisis de sensibilidad que mejoren la elección de la alternativa propuesta para el PAM, tras el análisis costo-beneficio.	NO. Esta obligación le aplica a Cenace y Distribuidor, y no se observan costos atribuibles a los Participantes del Mercado.	NO
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio P-26. De acuerdo a lo estipulado en el Artículo 9 del RLIE, en la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD se incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica en los términos que determine la SENER.	Se elimina, ya que se incluye su contenido en el Criterio P-3, y de esta manera se reduce la incertidumbre.		
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio P-28. El Cenace y el Distribuidor conformarán su proceso de planeación considerando estudios de corto plazo definidos para el periodo de 1 año, hasta n, de mediano plazo de 3 años definidos para el periodo n a n+3; y de largo plazo definidos para el periodo n+3 a n+14. Siendo n el año en curso de presentación de los Programas de Ampliación y Modernización y el año base el año n-1.	Se realiza una aclaración al respecto del año n, para reducir la incertidumbre.		
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio P-33. EL CENACE y los Distribuidores deberán evaluar el beneficio neto de la nueva infraestructura propuesta en los programas de Ampliación y Modernización. Para ello, deberán aplicar la metodología que emita la CRE, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 34 de la LIE.	Se elimina, porque el contenido ya se incluye en el Criterio P-39, y de esta manera se elimina incertidumbre.		
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio P-39. Los programas de Ampliación y Modernización deberán contener las propuestas de nueva infraestructura o refuerzos, que aporten el mayor nivel de Confiabilidad esperado, que resulte en el menor costo presente, incluyendo inversión, operación y Mantenimiento a lo largo de la vida útil del proyecto o de la duración del crédito que lo hace viable. que resulten en el mayor costo-beneficio, de conformidad con lo que la metodología al respecto que emite la Comisión prevista en el Manual de Planeación, o la que lo sustituya.	Se realiza una aclaración respecto a la metodología costo-beneficio que se debe tener en cuenta en los PAM (PAMRNT y PAMRGD), que sustituye a la condición a cumplir de las propuestas, mejorando de esta manera el modo de seleccionar la alternativa que resulte de mayor costo-beneficio para el SEN.		
Obligación	Disposiciones Generales	Criterio P-51 Los Transportistas y los Distribuidores deberán definir los límites de cargabilidad de los elementos de la RNT y de las RGD que no causen daño al elemento, para la realización de los estudios de planeación. Los Transportistas y Distribuidores deberán , e informar al Cenace dichos límites cada octubre.	Se clarifica que los límites de cargabilidad que definen Transportista y Distribuidor no deben causar daño al elemento, así como que se debe informar al Cenace sobre dichos límites. También se elimina la incertidumbre sobre cuándo debe esto realizarse y se fija que sea cada octubre.	NO. Aunque se realiza una modificación a la obligación, la obligación ya existe y no se asocian costos adicionales para su cumplimiento.	NO.

Mejora Regulatoria	Disposiciones Generales	Criterio OP-14. Todo cambio de ajustes o instalación de un nuevo dispositivo de control de tensión, debe ser instruido por el Cenace con tiempo de anticipación de al menos 10 días para un reajuste, o de 90 días naturales para un nuevo elemento. El Distribuidor y Transportista, en función a un análisis previo, podrán someter a consideración del Cenace propuestas para reconfiguración de la RNT o instalación de un nuevo dispositivo de control de tensión para su análisis y validación.	Se crea una nueva opción para Distribuidor y Transportista, de manera que puedan proponer al Cenace la reconfiguración de la RNT o instalaciones de dispositivos de control de tensión, para el análisis y validación del Cenace a la hora de que este instruya cambios de ajustes o instalación de nuevos dispositivos de control de tensión, con motivo de aumentar la confiabilidad del SEN.		
Mejora Regulatoria	Disposiciones Generales	Criterio OP-22. El Cenace evaluará que operen correctamente los Esquemas de Protección de Sistema (EPS) de inestabilidad de frecuencia, cada vez que se presentan las condiciones de inestabilidad que se establezcan de conformidad con el procedimiento operativo correspondiente.	Se elimina la limitante de que el Cenace evalúe la correcta operación de los EPS en caso de inestabilidad de frecuencia solo cuando se presenten las condiciones de inestabilidad, sino que se amplían los casos en los que se debe realizar la evaluación en este procedimiento operativo, con motivo de aumentar la confiabilidad en el SEN.		
Obligación (Nueva)	Disposiciones Generales	Criterio OP-25. Es obligación de la Unidad de Central Eléctrica, Transportista y Distribuidor procurar mantener en todo momento disponible para el Cenace , los Esquemas de Protección de (EPS) 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.	Se crea una nueva obligación a Distribuidor y Transportista, de manera que estos deben de informar al Cenace el tiempo de restablecimiento de un dispositivo para un esquema, cuando este haya sufrido algún daño, con motivo de aumentar la confiabilidad del SEN.	NO. Aunque se observan costos para Transportista y Distribuidor, no se observa ningún costo relacionado con esta propuesta para los Participantes del Mercado.	NO.
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio OP-26. En Estado Operativo Normal el Cenace operará el SEN de tal manera que ningún elemento opere de forma permanente con valores superiores a sus límites de cargabilidad y por el tiempo máximo de 20 minutos con valores de sobrecarga permitida declarada. declarados al Cenace por los Transportistas y Distribuidores y por un tiempo máximo de 20 minutos.	Se realiza aclaración, para alinear el texto con las nuevas definiciones en el Glosario de "límite de cargabilidad" y "sobrecarga permitida declarada" .		
Obligación (Nueva)	Disposiciones Generales	Criterio OP-27. Ante una situación de Alerta o Emergencia no se permitirán sobrecargas por encima de los <u>límites de cargabilidad</u> de forma permanente en transformadores ni en líneas de Transmisión. Sólo se permitirán sobrecargas temporales hasta la <u>sobrecarga permitida declarada</u> por un periodo máximo de 20 minutos.	Con motivo de mejorar la confiabilidad del SEN, se obliga al Cenace a operar el SEN teniendo en cuenta la cargabilidad de los elementos del SEN y la sobrecarga permitida declarada. "Límites de cargabilidad" y "Sobrecarga permitida declarada" son nuevas definiciones del Glosario. Se propone en el Grupo de Trabajo de Operación y Planeación, se aprueba en este y posteriormente en el Comité Consultivo de Confiabilidad	NO. La obligación le aplica al Cenace y no se observan costos adicionales para los Participantes del Mercado.	NO.
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio OP-28. El Cenace, con base en los resultados de la Evaluación de la Seguridad Operativa en Tiempo Real, podrá modificar la topología de la red eléctrica RNT y las RGD que pertenezcan al MEM y realizar ajustes de generación con la	Se realiza la aclaración de qué parte de la red eléctrica el Cenace tiene atribución de modificar su topología (RNT y las RGD del MEM), además de referirse a los niveles de tensión que se deben de		

		finalidad de evitar sobrecargas en los elementos del SEN y mantener la Reserva Operativa, asegurando la confiabilidad por el cambio de topología y los niveles de tensión en las barras de las Subestaciones Eléctricas, de acuerdo con el Manual Regulatorio de Estados Operativos, del Código de Red.	mantener, según el Manual Regulatorio de Estados Operativos, con motivo de reducir la incertidumbre.		
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio OP-29. Durante Para no sobrecargar elementos del SEN por largos periodos de tiempo por encima de sus valores de sobrecarga permitida declarada por más de 20 minutos y no se cuente con recursos para disminuirla, el Cenace podrá instruir desconexiones eortes manuales de carga.	Se realiza la aclaración y se reduce la incertidumbre sobre cuánto tiempo máximo el Cenace podría sobrecargar los elementos del SEN, para alinearlos con la nueva definición de “límites de cargabilidad” y “sobrecarga permitida declarada” en el Glosario del Código de Red.		
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio OP-31. Las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores deberán mantener actualizada la información técnica ante el Cenace, relacionada a los límites y características operativas de los elementos bajo su responsabilidad de conformidad con el Anexo 3 del Manual Regulatorio de Coordinación Operativa. En caso de que se realice cualquier modificación a la red eléctrica o se tenga una modificación operativa significativa en los equipos y líneas, el representante y responsable del elemento debe notificar de inmediato al CENACE al Cenace en un plazo máximo de 5 días contados a partir de su entrada en operación los nuevos límites y características operativas.	Se disminuye la discrecionalidad al sustituir el término ambiguo “de inmediato” por plazo máximo de 5 días.		
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio OP-44. 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: <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. 	Se disminuye la incertidumbre sobre la prioridad de desconexión de cargas a los sitios de concentración masiva de personas o eventos mediáticos, para minimizar la afectación de carga crítica.		

Obligación	Disposiciones Generales	Criterio OP-57. Las Unidades de Central Eléctrica, Transportistas y Distribuidores tendrán la obligación de mantener en condiciones operables los elementos estáticos y dinámicos del SEN, con la finalidad de que estén disponibles para el Cenace en el momento que sean requeridos. En caso de que el Transportista, Distribuidor o Participante del Mercado requieran Licencia, deberán informar al Cenace el tiempo de restablecimiento del elemento. En caso de daño en cualquier elemento sin posibilidad de restablecimiento, se analizará la magnitud del daño por parte de las áreas operativas de Distribuidor y Transportista y determinarán el tiempo de atención de la anomalía.	Se requiere que Transportista, Distribuidor o Participante del Mercado informen al Cenace del restablecimiento de un elemento en Licencia, con motivo de mejorar la confiabilidad del SEN.	NO. No se observan costos adicionales atribuibles a la propuesta para Transportista y Distribuidor y la obligación para el Participante del Mercado ya existe en el Manual de Programación de Salidas del MEM. Manual de Programación de Salidas	NO.
Obligación (Nueva)	Disposiciones Generales	2.4.9 (...) 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 año 2020. El Transportista entregará al Cenace la información de la actualización de la duración de las obras de construcción de Transmisión de forma trimestral (marzo, junio, septiembre y diciembre), por un horizonte de 3 años.	A partir de una sugerencia de Participantes del MEM en el Grupo de Trabajo de Operación y Planeación, se propone que el Cenace comparta el Modelo Físico de la RNT no solo en el formato SEQ, sino en el formato CIM XML. Cenace aceptó la propuesta con un transitorio de tiempo de cumplimiento hasta el 2020, lo cual se aceptó por parte de los participantes de este grupo de trabajo y posteriormente en el Comité Consultivo de Confiabilidad. Esto con motivo de mejorar la eficiencia y seguridad del SEN.	NO. No se observan costos adicionales atribuibles a la propuesta para Participantes el Mercado, solo se observan costos adicionales para el Cenace referentes a la compra del software correspondiente.	NO.
Obligación	Disposiciones Generales	Criterio OP-94. El Cenace emitirá instrucciones a la Unidad de Central Eléctrica, Transportista, Distribuidor, Participante del Mercado (incluido Suministrador) asociadas con el Control Físico, siendo una obligación de estos acatarlas y ejecutarlas de inmediato. Asimismo, reportarán al Cenace, a la brevedad, cualquier condición anormal en los equipos bajo su responsabilidad, según el procedimiento correspondiente en cada caso.	En el Grupo de Trabajo de Operación y Planeación, se manifiesta la necesidad de clarificar que el Suministrador es responsable del Control Físico de sus representados, ya que no les corresponde a Transportista o Distribuidor realizarlo, conforme a las Cláusulas Quinta, Sexta y Séptima del Modelo de Contrato del Participante del Mercado en la Modalidad de Suministrador, donde se establece la concordancia con las obligaciones y derechos de este. Se aprobó esta propuesta en este grupo de trabajo y posteriormente en el Comité Consultivo de Confiabilidad. Esto con motivo de disminuir la incertidumbre y aumentar la confiabilidad en el SEN.	NO. No se establece una nueva obligación, sino que se enfatiza la obligación por medio del cambio de redacción, con el afán de aclarar las responsabilidades y aplicación de dicha obligación.	NO.

Aclaración	Disposiciones Generales	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. Las solicitudes de salida o de Licencia en Centros de Carga conectados en Alta Tensión, deberán presentarse al Cenace por medio del Centro de Control del Transportista.	Se disminuye la discrecionalidad aclarando que, las solicitudes de salida o de Licencia en Centros de Carga que están conectados en Alta Tensión, deben presentar estas al Cenace por medio de los Centros de Control del Transportista.		
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio OP-96 El Cenace establecerá con el Transportista un procedimiento para realizar el Control Físico de los Usuarios Finales conectados en Alta Tensión.	Se propone eliminar este criterio, debido a que se propone un "Procedimiento de coordinación de usuarios en Alta Tensión", y de esta manera se disminuye la incertidumbre.		
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio OP-100. Transportista y Distribuidor deben enviar la información que se encuentre bajo su responsabilidad y que requiera el Cenace, considerando los medios de comunicación que permitan el Control Operativo, y aseguren la Disponibilidad, Calidad y confiabilidad de información para la operación en tiempo real del SEN por parte del Cenace, en el plazo y en la forma que se establezca en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicación para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista (Manual de TIC), o la regulación vigente.	Se disminuye la discrecionalidad al realizar la referencia al Manual que no pertenece al Código de Red, sino que es un Manual del MEM, y donde se recogen los procedimientos y obligaciones al respecto de las TIC, donde se define el plazo y la forma en la que Transportista y Distribuidor deben enviar la información requerida al Cenace para llevar a cabo sus actividades de operación del SEN y del MEM. Manual de TIC		
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio OP-104. Es responsabilidad del Suministrador proveer y mantener los canales de comunicación entre ellos y el Cenace, tal que les permita enviar a este último la información de los Centros de Carga en Media y Alta Tensión con los que dicho Suministrador tiene un contrato de suministro, de manera que el Cenace pueda ejercer el Control Operativo del SEN, según se establezca en la regulación en materia de tecnologías de la información (Manual de TIC o la vigente).	Se propone este criterio para alinearse con la modificación del Criterio OP-94, el Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador y el Manual de TIC; con el motivo de reducir la incertidumbre. Modelo de Contrato de Participante del Mercado		
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio OP-106. Las salidas para mantenimiento deben cumplir con lo indicado en el procedimiento y manual correspondientes, sin embargo, cada Integrante de la Industria Eléctrica define cómo elaborar dichos programas, su alcance y periodicidad.	Se realiza una aclaración sobre cómo los Integrantes de la Industria Eléctrica correspondientes deben realizar las salidas por mantenimiento, con motivo de reducir la incertidumbre.		
Obligación	Disposiciones Generales	Criterio OP-114. Cuando las actividades de Mantenimiento requieran interrumpir el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales, el Distribuidor y el Suministrador deberán dar aviso de conformidad con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Suministro Eléctrico.	Se realiza una aclaración regulatoria, con motivo de reducir la incertidumbre.	NO. No es una nueva obligación, ya que esta está contenida en el numeral 18 de la RES/999/2015 "DACGS que establecen las Condiciones Generales para la Prestación de Suministro Eléctrico".	NO.

				DACG Prestación de Suministro	
Aclaración	Disposiciones Generales	<p>Criterio OP-126. En general, para la definición del número de Unidades de Central Eléctrica y la capacidad necesaria de Servicios Conexos que deberá adquirir el Cenace por Confiabilidad, se deberá considerar, entre otras, las siguientes disposiciones:</p> <p>a. Se utilizarán las Unidades de Central Eléctrica que no operen como generación considerada base- (...)</p>	Se propone eliminar esta opción, ya que desde el punto de vista del MEM ya no se aplica como tal. De esta manera se disminuye la discrecionalidad.		
Aclaración	Disposiciones Generales	<p>Criterio OP- 127. Para la definición de las Unidades de Central Eléctrica con asignación y despacho fuera de mérito para mantener la Confiabilidad, es necesario tomar en cuenta, entre otras, las siguientes disposiciones:</p> <p>a. Las Unidades de Centrales Eléctricas con asignación y despacho fuera de mérito para mantener la Confiabilidad, deben estar justificados por estudios eléctricos realizados por el Cenace o asociados a diferencias entre los pronósticos de oferta de compra de los Suministradores (Suministrador Básico, primordialmente) y el pronóstico de demanda por confiabilidad del Cenace.</p> <p>b. Técnicamente deben estar justificados los mínimos operativos de generación de las Unidades de Central Eléctrica para mantener la Confiabilidad, considerando las implicaciones económicas.</p> <p>c. De contarse con diferentes opciones de generación en la misma zona o región eléctrica, se deberá considerar prioritariamente la confiabilidad de la tecnología utilizada y el menor costo de adquisición para la selección.</p> <p>d. Aquellas Unidades de Central Eléctrica que por el modelo de optimización del Mercado de Día en Adelanto deben ser consideradas para control de tensión o estabilidad.</p>	El Cenace sugiere introducir la aclaración en caso de que una Unidad de Central Eléctrica se asigne y despache fuera de mérito por Confiabilidad, la decisión debe estar justificada por Cenace o asociados a diferencia de los pronósticos de oferta de compra y demanda por confiabilidad. Además, se aclara que las Unidades de Central Eléctrica que se consideran por medio del modelo de optimización del Mercado de Día en Adelanto se deben de considerar para control de tensión o estabilidad. Esto para disminuir la incertidumbre.		
Mejora regulatoria	Disposiciones Generales	<p>3.2 b. Incrementos de capacidad de las Centrales Eléctricas que cuenten con un permiso de generación de la CRE, por un monto mayor o igual al 40 25 % de su capacidad original, siempre que la capacidad de Generación Neta total de la Central Eléctrica, incluido el incremento, sea igual o mayor a los 0.5 MW, y no se realice cambio alguno de los siguientes equipos principales, que de forma enunciativa más no limitativa, serían: turbina, caldera, generador eléctrico, regulador automático de tensión, sistema estabilizador de potencia, regulador automático de velocidad y sistema de excitación.</p> <p>Lo anterior se refiere a que los cambios que lleve a cabo la Central Eléctrica para este aumento de capacidad no deberá incluir sustitución del equipo principal de la misma, sino que se deba a actualizaciones de elementos internos (por ejemplo, los derivados de mejora de materiales o diseños, o del sistema de</p>	La propuesta de modificación se origina en el Comité Consultivo de Confiabilidad. Se propone que le apliquen estas Disposiciones Generales de Interconexión para Centrales Eléctricas, a las Centrales Eléctricas con permiso de generación de la CRE, que aumenten su capacidad un 25% y no 10%, como anteriormente. Se busca que las Centrales Eléctricas ya existentes y que pueden de una forma eficiente aumentar su capacidad, no se limite al 10%. La ventaja para el SEN es que se promueve la eficiencia, ya que ese aumento de capacidad está condicionado a que no se modifiquen las partes principales de la Central Eléctrica, Se aprueba la modificación en el Grupo de Trabajo de Generadores		

		control, como lo son la mejora en el control de la combustión) de los equipos principales existentes.	y posteriormente en el Comité Consultivo de Confiabilidad.		
Mejora regulatoria	Disposiciones Generales	3.2 c. Un proyecto de repotenciación de Unidades que integran una Central Eléctrica que cuente con un permiso de generación ante la CRE y que se encuentran interconectadas a la RNT o a las RGD y que son de tipo B, C o D siempre y cuando esa repotenciación incluya la modernización (total o parcial) de la Central, o la sustitución de alguno de los equipos principales como turbina, caldera, generador eléctrico, regulador automático de tensión, sistema estabilizador de potencia, regulador automático de velocidad y sistema de excitación.	La modificación se origina a partir de una propuesta del Comité Consultivo de Confiabilidad. La eliminación del texto y la inclusión de las definiciones de ampliación y modernización en el glosario, disminuyen la incertidumbre: "Ampliación. La adición de cualquier elemento al SEN que incremente la capacidad de las instalaciones existentes (en MVA)." "Modernización. Toda sustitución de equipos o elemento existentes motivada por el término de su vida útil, imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías, incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, escalar especificaciones de instalaciones no acordes a su entorno, entre otros, y que no implica un aumento de capacidad en el SEN (medida en MVA), de lo contrario se entendería como Ampliación."		
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio INTE - 7. (...) En todo momento las Centrales Eléctricas deben de tener en cuenta los indicadores de Calidad de la Energía (desbalance de tensión, variaciones de tensión, severidad de parpadeo, contenido armónico, inyección de corriente directa, etc.) conforme con los requerimientos establecidos en el Manual Regulatorio de Interconexión.	Aunque este criterio está referido a requerimientos administrativos, se incluye información relacionada con otra parte del documento: los indicadores de Calidad de la Energía que deben cumplir las Centrales Eléctricas, según el Manual Regulatorio de Interconexión, con motivo de reducir la incertidumbre.		
Excepción	Disposiciones Generales	Criterio INTE - 15. En ningún caso se permitirán interconexiones en T o TAP en la RNT, salvo en los casos en que CFE las hubiera autorizado previo a la expedición del Código de Red. La interconexión a un punto de una línea de Transmisión de la RNT solo podrá realizarse mediante una Subestación Eléctrica de Maniobras y nunca con una derivación sólida (TAP) en ese punto.	A partir de una sugerencia en el Grupo de Trabajo de Generadores se propone incluir la salvedad de interconectarse en T o en TAP en caso de haber sido autorizado por CFE antes de se expidiese la primera versión del Código de Red. Esto con motivo de aclarar lo que se define en los Transitorios Segundo y Décimo de la LIE, los permisos y contratos de producción independiente, pequeña producción, importación y exportación y usos propios continuos otorgados o tramitados al amparo de la LSPEE continuarán rigiéndose en los términos establecidos en esta ley y las demás disposiciones emanadas de la misma, y en lo que no se oponga a lo anterior, por lo dispuesto en la LIE y sus transitorios. Con motivo de ajustarse al marco legal vigente.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	
Modificación	Disposiciones Generales	Criterio INTE - 17 Cuando la longitud de la línea de Transmisión que se abre para que sea entroncada a una Subestación Eléctrica de Maniobras sea mayor a 50 km, se	Se propone por parte del Cenace que la modificación o implementación de las transposiciones en una línea de Transmisión cuando la línea de Transmisión se	SI. Se amplía el número de Participantes del Mercado que deben	SI. Según el SIASIC se hicieron 22 registros de conexión e interconexión, re

		deberán modificar las transposiciones de la línea. Si la interconexión se realiza a un punto de una línea de Transmisión, deben de realizarse las transposiciones o reubicación de las transposiciones existentes, que el Cenace considere con base a los estudios de interconexión. El análisis para la realización o reubicación de las transposiciones se llevará a cabo considerando que la Central Eléctrica genera a su máxima capacidad.	abra para ser entroncada a una Subestación Eléctrica de Maniobras, no se limite a los casos en los que la línea sea mayor a 50 Km, sino que para cualquier longitud de línea y dependiendo de los estudios de interconexión que realice el Cenace. Esto con motivo de aumentar la confiabilidad.	hacerse cargo de estos costos.	Centros de Carga y 23 de Centrales Eléctricas, respectivamente, durante el 2017 ¹ . Si todos ellos (INTE-17 y CONE-15) tuviesen que haber realizado una transposición en la línea en la que se conectaron /interconectaron suponemos un costo de:
Modificación	Disposiciones Generales	Criterio CONE-15. Cuando la longitud de la línea de Transmisión que se abre para que sea entroncada a una Subestación Eléctrica de Maniobras sea mayor a 50 km, se deberán modificar las transposiciones de la línea. Si se realiza la conexión a un punto de una línea de Transmisión con transposiciones, debe realizarse la reubicación de las transposiciones para que, cuando el Centro de Carga opere a su máxima demanda, el desbalance adicional en las tensiones de las terminales de la línea sea mínimo. En todo momento, el desbalance de tensiones debe ser inferior al límite establecido en el Manual Regulatorio de Conexión.	Se propone por parte del Cenace que la modificación de las transposiciones en una línea de Transmisión cuando la línea de Transmisión se abra para ser entroncada a una Subestación Eléctrica de Maniobras, no se limite a los casos en los que la línea sea mayor a 50 Km, sino que para cualquier longitud de línea y dependiendo de los estudios de conexión que realice el Cenace. Esto con motivo de aumentar la confiabilidad.	Si. Se amplía el número de Participantes del Mercado que deben hacerse cargo de estos costos.	226,087USD ² /Transposición * 45 Entidades = 10.174 Mill. USD = 193.304 Mill. MNX (teniendo en cuenta 19MNX/USD según Banxico a la fecha del 19/07/2019 ³)
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio REI - 1. El CENACE definirá los criterios para determinar las fronteras de medición entre los Integrantes de la Industria Eléctrica, así como la ubicación del punto de medición entre dos o más participantes. La definición de fronteras y la ubicación del punto de medición deberán permitir el cálculo del balance de energía para: a. Centrales Eléctricas. b. Servicios auxiliares de las Centrales Eléctricas. c. Red Nacional de Transmisión. d. Redes Generales de Distribución. e. Centros de Carga pertenecientes a un Participante del Mercado Eléctrico Mayorista. El Cenace definirá la ubicación de los puntos de medición suficientes para la operación eficiente de la RNT, las RGD y el MEM.	Se propone mejorar la redacción para aclarar este criterio, conforme el Manual de Conexión de Centros de Carga e Interconexión de Centrales Eléctricas y el Manual de TIC. Todo ello para reducir la incertidumbre. Manual de Conexión de Centros de Carga e Interconexión de Centrales Eléctricas		

¹ <https://servicios.cenace.gob.mx/siasic/Account/Login>

² Anexo 5_ IEEE PES T&D 2010 Economic Analysis and Justification for Transmission Line Transposition - Joseph B. Mooney

³ <http://www.anterior.banxico.org.mx/portal-mercado-cambiario/index.html>

Aclaración	Disposiciones Generales	<p>Criterio REI – 7 Para asegurar la calidad de la información deben considerarse los siguientes requisitos:</p> <p>a. Visibilidad de la telemetría.</p> <p>b. Supervisión del desempeño, garantizando la exactitud y validez de sus valores, y asegurar la precisión de los mismos.</p> <p>c. Rapidez de telemetría directa en los tiempos establecidos en la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación.</p> <p>La selección de medidores y transformadores de medida en los puntos de medición se hará según lo establecido en la Norma Oficial Mexicana, además de lo establecido en los Manuales Regulatorios de Interconexión y de Conexión.</p>	Se propone mejorar la redacción de este criterio referido a asegurar la calidad de la información, y cuyos requerimientos deben estar recogidos en NOM, además en conformidad también con los Manuales Regulatorios de Conexión e Interconexión y Manual de TIC. Todo ello con motivo de reducir la incertidumbre.		
Aclaración	Disposiciones Generales	<p>Criterio REI – 8 La entrega de datos operativos de los integrantes de la Industria Eléctrica, deben estar respaldadas por TIC, cuyo diseño proporcione disponibilidad, desempeño y alta confiabilidad.</p> <p>Para garantizar la oportunidad, confiabilidad, ciberseguridad, exactitud y precisión de los valores recibidos por el Cenace para parte de los Participantes del MEM, la transmisión y presentación de los valores medidos se hará con las características establecidas en el Manual de TIC.</p>	Se propone por sugerencia del Cenace disminuir la incertidumbre aclarando en qué Manual, que no pertenece al Código de Red, se encuentran los procedimientos y requerimientos en lo relativo a TIC (Manual de TIC, que es un Manual del MEM).		
Aclaración	Disposiciones Generales	<p>Criterio REI - 9. Dependiendo de las características de cada integrante de la Industria Eléctrica y el impacto que represente para el SEN, la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y tecnologías de información y comunicación correspondiente, podrá considerar requerimientos especiales o casos de excepción. La aplicación de dichas particularidades será evaluada por el CENACE y sometidas a aprobación de la CRE.</p> <p>El Cenace también definirá la ubicación de las Unidades de Medición Fasorial Sincronizada (PMUs, por sus siglas en inglés), con la cobertura para la observabilidad adecuada del SEN, en Condiciones Normales y de Emergencia, así como para la supervisión del comportamiento operativo de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga relevantes y su conformidad con este Código de Red. Las PMUs deben proveer las magnitudes para la visualización objetiva en tiempo real del estado del sistema, así como para las aplicaciones de evaluación operativa del mismo (indicadores de seguridad, acciones de control y protección de área amplia y otras).</p>	Se propone disminuir la incertidumbre aclarando en qué Manual que no pertenece al Código de Red, se encuentran los procedimientos y requerimientos en lo relativo a TIC (Manual de TIC, Manual del MEM).		
Obligación (Nueva)	Disposiciones Generales	<p>Criterio REI – 10. Para asegurar la precisión de la medición se deberá cumplir con las siguientes especificaciones:</p> <p>a. Tener un error máximo de 0.4 % en las mediciones analógicas.</p> <p>b. Tener 1 milisegundo en la estampa de tiempo.</p> <p>c. Los voltajes de 400 kV se compararán contra secundarios de TP's o DP's aceptándose una desviación máxima de +/- 1 kV.</p>	<p>Se propone disminuir la incertidumbre aclarando en qué Manual que no pertenece al Código de Red, se encuentran los procedimientos y requerimientos en lo relativo a TIC (Manual de TIC, Manual del MEM).</p> <p>Además se crea la obligación a los Integrantes de la Industria Eléctrica correspondientes, la entrega de informes y registros en caso de que el Cenace así lo</p>	NO. No se observan costos asociados a la propuesta para los Participantes del Mercado, ya la obligación de entrega de información al Cenace por parte de los Participantes del	NO.

		<p>d. Los voltajes de 230 kV, se compararán contra secundarios de TP's o DP's aceptándose una desviación máxima de +/- 0.5 kV.</p> <p>e. Los voltajes de 115 kV, se compararán contra secundarios de TP's o DP's aceptándose una desviación máxima de +/- 0.25 kV.</p> <p>f. Para voltajes de 34.5 kV y 23.9 kV se aceptarán desviaciones máximas de +/- 100 V.</p> <p>g. Para voltaje de 13.8 kV se aceptarán desviaciones máximas de +/- 50 V.</p> <p>h. Para la medición de frecuencia se aceptará una desviación máxima de +/- 0.02 Hz.</p> <p>i. Enviarse en forma directa al Centro de Control que lo corresponda en función de las disposiciones aplicables.</p> <p>j. La comparación de tensiones se realizará contra los secundarios de TP'S o DP'S, aceptándose como máximo las tolerancias establecidas en el Manual de Disposiciones Operativas del Mercado correspondiente para cada nivel de tensión.</p> <p>k. Para la medición de frecuencia se aceptará una desviación máxima de +/- 0.02 Hz.</p> <p>l. La medición de potencia activa en MW y potencia reactiva en MVar se comparará en lo posible contra los multimedidores de campo aceptándose una desviación máxima del 5% cuando el flujo de la línea sea menor a 50 MW/ MVar.</p> <p>m. La medición de potencia activa en MW y potencia reactiva en MVar se comparará en lo posible contra los multimedidores de campo aceptándose una desviación máxima del 1% cuando el flujo de la línea sea mayor a 50 MW/ MVar.</p> <p>n. La medición de potencia activa en MW, potencia reactiva en MVar y corriente en A de Unidades, autotransformadores y transformadores se comparará en lo posible contra lo medido en multimedidores de campo, aceptándose una desviación máxima del 5% para unidades menores de 150 MVA, cuando el flujo de los equipos es menor al 50% de su capacidad nominal en MVA.</p> <p>o. La medición de potencia activa en MW, potencia reactiva en MVar y corriente en A de Unidades, autotransformadores y transformadores se comparará en lo posible contra lo medido en multimedidores de campo, aceptándose una desviación máxima del 2% para las unidades iguales o mayores de 150 MVA cuando el flujo de los equipos es igual ó mayor al 50% de su capacidad nominal en MVA.</p> <p>p. La medición de corriente en A de Alimentadores se comparará en lo posible contra lo medido en secundarios de TC's de campo, aceptándose una desviación máxima del 7% cuando el flujo del Alimentador es menor a 10 A.</p> <p>q. La medición de corriente en A de Alimentadores se comparará en lo posible contra lo medido en secundarios de</p>	<p>considere, en adición a las mediciones entregadas por el sistema de medición en tiempo real.</p>	<p>Mercado ya existe en las Disposiciones Generales del Código de Red y en los Art. 158 y 149 de la LIE y en el Manual de TIC.</p>	
--	--	--	---	--	--

		<p>TIC's de campo, aceptándose una desviación máxima del 5% cuando el flujo del Alimentador es igual o mayor a 10 A.</p> <p>r. En mediciones de temperatura se aceptarán desviaciones máximas de 1 °C.</p> <p>s. La medición de cambiador de tap en la maestra, deberá coincidir con la indicación de campo, para esta prueba será necesario pasar de NR a NL o viceversa comprobando el paso por nominal.</p> <p>En adición a las mediciones entregadas por el sistema de medición en tiempo real, el Cenace podrá solicitar informes y registros por excepción justificada.</p>			
Aclaración	Disposiciones Generales	<p>Criterio REI- 11 A todo sistema de medición que pertenezca al SEN se le realizará una verificación inicial al ser instalado por primera vez, a través de la unidad de verificación aprobada por la CRE. Posteriormente podrán realizarse más verificaciones las cuales pueden ser programadas o no programadas, y el periodo de verificación entre una y otra no debe de ser mayor a un año.</p> <p>Las verificaciones de los medidores y transformadores de medida se realizarán conforme al procedimiento de la evaluación de la Norma Oficial Mexicana o la regulación vigente.</p>	Se elimina este criterio relativo a verificación y Unidad de Verificación aprobada por la CRE aplicable a los sistemas de medición del SEN, ya que son criterios a seguir los debe regir la Norma Oficial Mexicana o la regulación vigente, con motivo de reducir la incertidumbre.		
Obligación	Disposiciones Generales	<p>Criterio REI-12 Transportista, Distribuidor, Central Eléctrica y Centro de Carga deben entregar al Cenace la información de telemetría en tiempo real necesaria para el Control Operativo del SEN, cumpliendo con lo establecido en el Manual de TIC.</p>	Se propone incluir un criterio donde se obliga al Transportista, Distribuidor, Central Eléctrica y Centro de Carga a entregar al Cenace la información de telemetría en tiempo real necesaria para el control operativo del SEN, conforme al Manual de TICs. Con motivo de reducir la incertidumbre y mejorar la confiabilidad.	NO. No ya que la obligación no se encuentra en el Código de Red, sino en el "Manual de TIC".	NO.
Aclaración	Disposiciones Generales	<p>Criterio SEA- 4. El Operador del SEA realizará la operación teniendo en cuenta mantendrá la los límites de Cargabilidad y Sobrecarga permitida declarada estado operativo maximizando el uso de la red del SEA, evitando la congestión en ella de la red eléctrica.</p>	Se revisa la redacción para ajustarla a las nuevas definiciones de "límite de Cargabilidad" y "sobrecarga permitida declarada" del Glosario, para reducir la incertidumbre.		
Aclaración	Disposiciones Generales	<p>Criterio SEA – 21. Ante la Contingencia Sencilla más Severa (criterio "N 1"), no se permitirán sobrecargas permanentes en transformadores ni en líneas de trasmisión, excepto en los siguientes casos:</p> <p>a. ——— Si la sobrecarga es mayor al 15%, por un periodo de 10 minutos, ó</p> <p>b. ——— Si la sobrecarga es mayor al 10%, pero menor o igual que el 15%, por un periodo de 20 minutos.</p>	Se propone eliminar este criterio, ya que la definición de "límites de cargabilidad" y "sobrecarga permitida declarada" son nuevas definiciones, con motivo de disminuir la incertidumbre.		
Aclaración	Disposiciones Generales	<p>Criterio SEA - 21. Los Transportistas y Distribuidores deberán declarar al Cenace los límites de a Cargabilidad y valores máximos de sobrecarga permitida declarada de sus elementos. cuando dichos elementos, por motivo de su capacidad, no puedan cumplir con el requerimiento criterio SEA 21.</p>	Se realiza esta propuesta de cambio en este criterio debido a las nuevas definiciones en el Glosario: "límites de cargabilidad" y "Sobrecarga permitida"		

			declarada”, con motivo de disminuir la incertidumbre.		
Aclaración	Disposiciones Generales	Criterio SEA – 29. El requerimiento de Reserva Rodante deberá de ser al menos el 50% de la Reserva Operativa y deberá responder en razón de la rampa especificada en <i>MW/minuto que se declare al Cenace.</i>	Con motivo de reducir discrecionalidad, se especifica que la rampa en MW/minuto de la Reserva Rodante debe declararse al Cenace, por parte de la Central Eléctrica.		
Aclaración	Manual de Planeación	1.1 Procedimiento (...) <ul style="list-style-type: none"> Planeación a Largo Plazo (n+102 a n+14) Planeación a Mediano Plazo (n+5 a n+29) Planeación a Corto Plazo (n a n+4) 	Se realiza una revisión de los años relativos a la planeación a corto, mediano y largo plazo, de 4, 6 y 5 años a 1, 2 y 12 años, respectivamente. Con motivo de alinear el Código de Red a las mejoras de planeación del Cenace.		
Obligación	Manual de Planeación	1.1.2 Mediano plazo (...) <i>El Distribuidor debe realizar su Programa de Ampliación y Modernización (PAMRGD) teniendo en cuenta estudios de pronóstico de demanda y de revisión de la obsolescencia de la infraestructura de las RGD que no pertenecen al MEM, así como la integración a mediano plazo de generación distribuida, sistemas de REI y los proyectos del FSUE.</i>	Se aclara que el Distribuidor en la realización del PAMRGD debe tener en cuenta el pronóstico de demanda, de obsolescencia de la infraestructura de las RGD que no pertenecen al MEM, la integración a mediano plazo de la integración de generación distribuida, los sistemas REI y los proyectos del FSUE, con motivo de mejorar la confiabilidad.	NO. No se observan costos asociados a la propuesta para los Participantes del Mercado, ya que la obligación recae sobre el Distribuidor.	NO.
Obligación	Manual de Planeación	2.3 Acciones de eficiencia energética (...) <i>El Cenace debe tener en cuenta la información que le proporcione la Comisión Nacional de Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) a través de los resultados del PRONASE.</i>	Para la realización del PAMRNT, el Cenace debe de tener en cuenta también la información que le proporcione la CONUEE, con motivo de aumentar la confiabilidad del SEN.	NO. No se observan costos asociados a la propuesta para los Participantes del Mercado, ya que es una obligación para el Cenace.	NO.
Obligación (Nueva)	Manual de Planeación	2.5 Programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) (...) Para lograr los objetivos enumerados, anualmente se debe contar por parte de la Sener con un Programa Indicativo de Retiros de Centrales Eléctricas (PIIRCE). Los generadores participantes notificarán al Cenace sobre el retiro de sus Unidades o Centrales Eléctricas para el análisis de aprobación o modificación, según el artículo 18 inciso IV de la LIE. El Cenace autorizará o negará el retiro, considerando que la Unidad o Central Eléctrica pudiera requerirse para operar de manera forzada, por su ubicación y soporte de voltaje, etc. y mantener confiable el suministro por confiabilidad del SEN. El Cenace informará a la Sener sobre los retiros de Centrales Eléctricas que sean procedentes, para que sean considerados en el PIIRCE.	Con motivo de reducir la discrecionalidad, se crea la obligación al Cenace de que debe informar a la Sener sobre los retiros de Centrales Eléctricas que sean procedentes para que esta información se considere en el PIIRCE.	NO. No se observan costos asociados a la propuesta para los Participantes del Mercado, ya que es una obligación para el Cenace.	NO.
Aclaración	Manual de Planeación	2.6 Pronósticos de demanda y consumo del SEN Los estudios de pronóstico para el crecimiento de la demanda máxima y el consumo tiene como objetivo estimar los valores futuros esperados del consumo bruto de energía eléctrica.	Con motivo de reducir la discrecionalidad, se especifica que Distribuidor, Comercializador, Suministrador y Entidad Responsable de Carga		

		<p>ventas de usuarios finales del suministro calificado y de suministro básico, autoabastecimiento remoto, pérdidas de electricidad, usos propios – y la demanda máxima integrada e instantánea asociadas para el SEN, Sistema Interconectado (SIN), Gerencias de Control Regional (GCR) y Sectorial, incorporando los lineamientos y metas oficiales a la estructura del consumo de energía eléctrica como:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▣ Escenarios de crecimiento de la economía nacional. ▣ Escenarios de evolución de combustibles ▣ El Programa Sectorial de Energía (PROSENER) y ▣ El Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE), entre otros lineamientos de carácter ambiental. <p>Para la elaboración del pronóstico de demanda y consumo de energía, es necesario que el Distribuidor, Comercializador, Suministrador y Entidad Responsable de Carga proporcionen sus pronósticos de carga anuales al Cenace para los próximos 15 años, para todos los Centros de Carga representados en el MEM y Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión a Media Tensión, en los formatos que el Cenace solicite.</p> <p>A partir de la información anterior, el Cenace la integrará al proceso de elaboración de los pronósticos de demanda y consumo de energía eléctrica para corto, mediano y largo plazo, conforme el Capítulo 4 de este Manual.</p>	deben proporcionar sus pronósticos de demanda y consumo de energía para los siguientes 15 años de todos los Centros de Carga representados en el MEM y Subestaciones Eléctricas AT/MT en los formatos que le solicite el Cenace, para que este último tenga en cuenta esta información para realizar los pronósticos de demanda para la realización del PAMRNT.		
Aclaración	Manual de Planeación	Se eliminan 2.6.1 Horizontes de estudio y Escenarios y 2.6.2 Proceso General de Pronóstico	La eliminación de estos 2 puntos se realiza con motivo de disminuir la discrecionalidad, ya que la principal información de estos 2 apartados se recoge a lo largo de este Manual de Planeación, sobre horizontes de estudio, escenarios y procesos de realización del pronóstico de demanda.		
Mejora regulatoria	Manual de Planeación	2.8 (...) La planeación de las RGD que no pertenecen al MEM se realizará teniendo en cuenta el catálogo de precios que para ello publica la CRE.	Con motivo de reducir la discrecionalidad, se especifica que los precios que se deben usar para la planeación de las RGD que no pertenecen al MEM por parte del Distribuidor, deben ser los del catálogo de precios que publica la CRE.		
Obligación	Manual de Planeación	<p>2.10.1 Generadores Central Eléctrica</p> <p>Todos los Generadores Centrales Eléctricas en el SEN deberán proporcionar al Cenace y a la Sener la siguiente información no limitativa:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Descripciones funcionales y tecnología de las unidades generadoras Unidades de Central Eléctrica. b. Curvas de eficiencia en función de la carga (curvas entrada-salida) c. Costos de Operación y Mantenimiento, fijos y variables d. Capacidades de operación (máxima y mínima) y Restricciones operativas 	Se realiza la apreciación de que aplique este apartado a la Central Eléctrica, en lugar de al Generador (que es una figura del Mercado Eléctrico Mayorista), con motivo de disminuir la incertidumbre. También se incluyen los apartados h) y j) de información requerida a las Centrales Eléctricas, conforme a los artículos 158 de la LIE y 103 del RLIE, de estadísticas operativas (horarias, mensuales y anuales) de los 5 últimos años (o de los últimos, en caso de que la Central Eléctrica no tenga	NO. No, ya que los requerimientos de los apartados h) y j) no son nuevos, sino que son requerimientos de la LIE y del RLIE.	NO.

		<p>e. Programas de mantenimiento para los siguientes tres años.</p> <p>f. Índices de Disponibilidad para nuevas Centrales Eléctricas</p> <p>g. Características de diseño especificadas en el Manual Regulatorio de interconexión de Centrales Eléctricas</p> <p>h. Estadísticas operativas, horarias, mensuales y anuales, de los últimos cinco años o en su defecto por tener menos de cinco años de vida, de los últimos años de operación.</p> <p>j. Tasas de Salidas Forzadas (TSF).</p>	<p>exista desde al menos 5 años) y las Tasas de Salidas Forzadas, para disminuir la incertidumbre.</p>		
Obligación	Manual de Planeación	<p>2.10.2 Transportista El Transportista deberá proporcionar al Cenace la siguiente información no limitativa:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Parámetros de secuencia positiva, negativa y cero de cada línea. b. Descripción y ajustes de esquemas de protección usados. c. Descripciones funcionales, capacidades de los equipos y sus restricciones operativas. d. Capacidad, relación de transformación, reactancia, rango de cambiadores de taps, conexiones, etc. de los transformadores existentes y de los programados en sus Subestaciones Eléctricas. e. Límites térmicos de las líneas de la RNT. f. Límites térmicos para los equipos de transformación. g. TSF de líneas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas. h. Balances de energía mensual de la RNT del año n-1 y del año n por región de Transmisión. i. En su caso, programas de reducción de pérdidas técnicas anuales para 15 años, indicando programa de acciones, resultados esperados en GWh y en porcentaje respecto a sus balances de energía (energía entregada). 	<p>Se añaden obligaciones al Transportista, de manera que este debe proporcionar al Cenace las Tasas de Salida Forzada de Líneas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas, los balances de energía mensual de la RNT del año n-1 y n por región de Transmisión y los programas de reducción de pérdidas anuales para 15 años, todo ello para mejorar la confiabilidad y seguridad del SEN, al mejorar así el proceso de planeación del SEN.</p>	<p>NO. No se observan costos asociados a la propuesta para los Participantes del Mercado. Además, la obligación es para el Transportista y la obligación de entrega de información al Cenace por parte del Transportista se recoge los Art. 158 y 149 de la LIE y el Manual de TIC.</p>	NO.
Obligación	Manual de Planeación	<p>2.10.3 Comercializadores Entidades Responsables de Carga y Comercializador Todas las los Comercializadores y Entidades Responsables de Carga (en el apartado g) también el Comercializador) deberán proporcionar al Cenace la siguiente información no limitativa:</p> <p>a. Usuarios y ventas mensuales de energía por tarifa a nivel de Agencia, Zona, GCR.</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Un informe mensual del año n-1 de usuarios y ventas de energía eléctrica por tarifa, agencia, zona de distribución y zona de carga, así como su actualización mensual del año n. b. Reporto mensual de energía y potencia porteada para todas las cargas remotamente autoabastecidas, por Agencia, Zona, GCR. Para los usuarios Usuario Calificados su demanda máxima, el consumo de energía, factor de carga, factor de 	<p>Esta obligación le aplica a la Entidad Responsable de Carga y al Comercializador. Se realiza una apreciación, teniendo en cuenta que debe aplicarle a la Entidad Responsable de Carga y no al Comercializador en todos los apartados, excepto en el g). Todo ello con motivo de disminuir la incertidumbre.</p>	<p>NO. No se consideran costos adicionales para las ERC y Comercializador, porque es un requerimiento del Art. 12 de la LIE.</p>	NO.

	<p>potencia, demanda contratada, carga conectada y capacidad de la subestación, así como los planes de expansión en el corto, mediano y largo plazo.</p> <p>b. Un informe mensual del año n-1 de usuarios y ventas de energía eléctrica no facturadas (usos propios oficinas y empleados), por tarifa, agencia y zona de distribución y zona de carga, así como su actualización mensual del año n.</p> <p>c. Balance de energía de distribución energía necesaria y pérdidas , por Zona y GCR.</p> <p>c. Un informe mensual del año n-1 de energía y potencia eléctricas porteadas para todas las cargas remotamente autoabastecidas en Baja y Media Tensión, por sector de consumo, agencia, zona de distribución y zona de carga. En cargas remotamente autoabastecidas en Alta Tensión, su demanda máxima, el consumo de energía eléctrica, factor de carga, factor de potencia, demanda contratada, carga conectada, ubicación georreferenciada, punto de conexión y capacidad de la Subestación Eléctrica, así como sus programas de crecimiento en el corto, mediano y largo plazo.</p> <p>d. Un reporte, correspondiente al año previo, de recuperación de pérdidas no técnicas por zona y por sector de consumo.</p> <p>d. Un informe mensual del año n-1 de los usuarios del Servicio Calificado o Centros de Carga de demanda máxima, consumo de energía eléctrica, factor de carga, factor de potencia, demanda contratada, ubicación georreferenciada, punto de conexión y capacidad de la Subestación Eléctrica, así como sus programas de crecimiento en el corto, mediano y largo plazo.</p> <p>e. Registro mensual por subestación (servicio básico y usuarios calificados) de demanda máxima, consumo de energía, factor de carga, factor de potencia. Las demandas anuales máximas coincidentes de Zona y GCR para cada subestación, indicando el mes, día y hora de ocurrencia para cada nivel de coincidencia.</p> <p>e. Un informe horario del año n-1 de las demandas horarias integradas (MWh/h) para cada usuario suministrado bajo la modalidad de autoabastecimiento remoto en Alta Tensión y Suministro Calificado, así como su actualización trimestral del año n.</p> <p>f. Para el horizonte de planeación, los servicios de suministro nuevos en las tarifas de alta tensión, indicar: la demanda máxima, demanda máxima coincidente con la Zona y demanda máxima coincidente con la GCR, así como el</p>			
--	--	--	--	--

		<p>consumo de energía anual esperado, nivel de tensión, localización, y punto de conexión.</p> <p>f. Un informe de los nuevos Centros de Carga a suministrar (en sus programas de crecimiento) en Alta Tensión, indicando: la demanda máxima solicitada, demanda coincidente con la zona y demanda coincidente con la GCR, así como el consumo de energía eléctrica anual esperado, nivel de tensión, ubicación georreferenciada y punto de conexión.</p> <p>g. Modificación por transferencias en subestación y Zona.</p> <p>g. La ERC y el Comercializador entregarán un informe con el pronóstico anual de la demanda máxima, energía eléctrica por sector de consumo y zona de distribución. Para cada Centro de Carga (del Servicio Calificado) su pronóstico anual de demanda máxima, energía y factor de carga.</p> <p>h. Pronóstico de reducción de pérdidas totales (glosa de valores para pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas por Zona). Se requiere la cuantificación anual de la reducción de pérdidas no técnicas y de pérdidas técnicas en por ciento. Así como el resumen de recuperación de ventas por reducción de pérdidas no técnicas por zona y sector de consumo.</p> <p>h. Un informe de los nuevos Centros de Carga a suministrar (en sus programas de crecimiento) en Alta Tensión, indicando: la demanda máxima solicitada, demanda coincidente con la zona y demanda coincidente con la GCR, así como el consumo de energía eléctrica anual esperado, nivel de tensión, ubicación georreferenciada y punto de conexión.</p> <p>j. Pronóstico de los programas de ahorro de energía.</p> <p>j. La información referida en este punto deberá entregarse al Cenace del año n-1 en enero de cada año n y actualizaciones mensuales del año n, la tercera semana después del mes vencido en los formatos que Cenace establezca.</p> <p>k. Informe de subestaciones: terminadas, en proceso de construcción y en programa.</p> <p>l. Relación actualizada de nomenclaturas oficiales de las subestaciones.</p>			
Obligación	Manual de Planeación	<p>2.10.4 Distribuidor</p> <p>Todo Distribuidor deberá proporcionar al Cenace la siguiente información no limitativa:</p> <p>a. Reporte horario de demandas integradas (MWh/h) y (MVARh/h) del año n-1, por elemento de transformación de Alta Tensión a Media Tensión (AT/MT) y Muy Alta</p>	Esta obligación le aplica al Distribuidor, y se refiere a la información que debe de compartir con Cenace para que este último pueda llevar a cabo el proceso de planeación.	NO. No se consideran los costos asociados a los Participantes del Mercado. La obligación al Distribuidor ya se	NO.

		<p>Tensión (MAT/MT) para cada zona y División de Distribución.</p> <ul style="list-style-type: none"> b. Reporte de registro mensual del año n-1 de demanda máxima integrada y su factor de potencia, consumo de energía eléctrica, factor de carga y capacidad, de los elementos de transformación de AT/MT y MAT/MT para cada zona y División de Distribución (incluir factores de diversidad para la demanda máxima de la Zona). c. Pronóstico base anual a 20 años de demanda máxima integrada y energía eléctrica por elemento de transformación de AT/MT y MAT/MT para cada zona y División de Distribución. d. Informe de avance de obras a diciembre del año n-1 según sea el caso: Modernización o Ampliación de transformación programada y no programada, en construcción, en licitación y por licitar. e. Balance de energía mensual del año n-1 -energía necesaria, pérdidas técnicas y no técnicas- para cada zona y División de Distribución. f. Número de circuitos en MT de cada uno de los elementos de transformación de AT/MT. g. Pronóstico Definitivo a 20 años de Demanda Máxima Integrada y Energía (Mercado con transferencias) por elemento de transformación de AT/MT existentes y nuevos para cada zona y División de Distribución. h. Ficha de cambio/cancelación de los proyectos de subestaciones incluidos en el SIPAM. i. Reporte de propuestas de nuevas subestaciones o elementos de transformación a incluir en el PAMRNT indicando las características del proyecto, incluyendo Diagramas unifilares y geográficos (con georreferencia) de los proyectos nuevos (propuestas) de Subestaciones Eléctricas y transformadores. j. Informe de avance de obras al primer semestre del año n según sea el caso: modernización o ampliación de transformación programada y no programada, en construcción, en licitación y por licitar por Transformador, Subestación, Zona y División. k. Estimación de pérdidas anuales -pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas- en GWh a un horizonte de 5 años (n a n+4) y porcentaje por zona y división respecto a la previsión de energía entregada recibida en media tensión. l. Metas físicas de proyectos factibles. m. Ficha de Información de Proyecto resumen (FIP Resumen) 		<p>recoge en el Art. 12 de la LIE.</p>	
--	--	---	--	--	--

		n. Ficha de Información de Proyecto completa (FIP Completa).			
Aclaración	Manual de Planeación	<p>3.3 Criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad de observancia para la planeación</p> <p>(...) Seguridad en Condiciones Transitorias (ET) ante contingencias múltiples, considerando:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Disparo Automático de Carga por esquema de baja frecuencia. • Disparo Automático de Carga por esquema por bajo voltaje. • Disparo Automático de Carga. • Disparo Automático de Generación. • Esquemas de Acción Remedial • Esquemas de Protección de Sistema 	De las condiciones transitorias ante contingencia múltiple se tenían en cuenta 4 tipos de contingencias, que ahora se engloban en 2 grandes grupos: los Esquemas de Acción Remedial (EAR) y Esquemas de Protección de Sistema (EPS), que sí están definidas en el Glosario del Código de Red, al contrario que las otras 4. Todo esto con motivo de disminuir la discrecionalidad.		
Obligación	Manual de Planeación	3.5.3 (...) Para la red existente y el año actual, se consideran los límites de Cargabilidad de Transmisión y Distribución definidos por el Transportista y el Distribuidor. Para la red futura, los límites de Transmisión operativos son determinados por el Cenace con estudios de estado estable, estabilidad angular o de tensión, según sea el caso.	Se crea la obligación al Cenace de determinar los límites de operación de Transmisión para los años posteriores al año actual, teniendo en cuenta que para el año n los límites de Cargabilidad los establecen Distribuidor y Transportista. Esto, para disminuir la incertidumbre.	NO. No se observan costos asociados a la propuesta para los Participantes del Mercado, ya que es una obligación para el Cenace.	NO.
Obligación	Manual de Planeación	3.5.6 (...) El empleo de esquemas de acción remedial, es una práctica operativa para evitar que condiciones de falla puedan desencadenar en situaciones de fallas de gran magnitud y con alto impacto negativo en la confiabilidad del sistema. En la expansión de largo plazo de la red no se considera la utilización de nuevos esquemas de este tipo.	Se crea la obligación al Cenace de que no considere en la expansión de largo plazo del SEN nuevos Esquemas de Acción Remedial, para disminuir la incertidumbre.	NO. No se observan costos asociados a la propuesta para los Participantes del Mercado, ya que es una obligación para el Cenace.	NO.
Obligación	Manual de Planeación	<p>Capítulo 4. Pronósticos de Demanda y Energía Eléctrica para el SEN</p> <p>4.1 Objetivo</p> <p>El estudio de pronóstico de la demanda y consumo de energía eléctrica de largo plazo tiene como objetivo pronosticar la demanda y el consumo de energía eléctrica anual y horaria por Sistemas, Gerencias de Control Regional, Zonas y Subestaciones, para contar con una prospectiva a 15 años que contribuya al proceso de realización de los PAMRNT.</p> <p>4.2 Alcance</p> <p>Los pronósticos deben realizarse a nivel del SEN, el SIN, así como cada GCR (Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Nortel, Noreste, Peninsular, Baja California, Sistema Interconectado Baja California Sur y Sistema Mulegé), Regiones de Transmisión, Zonas y elementos de Transformación de Alta Tensión a Media Tensión</p>	<p>Se propone la inclusión de un nuevo capítulo a sugerencia del Cenace.</p> <p>Esta obligación le aplica al Cenace y Distribuidor, ya que ellos realizan los pronósticos de Demanda y Energía Eléctrica del SEN, que posteriormente utilizarán como insumo en los procesos de realización de los PAMRNT y PAMRGD, respectivamente. Ello, con motivo de mejorar la confiabilidad del SEN.</p>	NO. No se observan costos de la propuesta asociados a los Participantes del Mercado, ya que esta obligación es para Cenace y Distribuidor.	NO.

	<p>4.3 Horizontes de Estudio El pronóstico se realizará en términos anuales y horarios para un horizonte de 15 años, en cumplimiento con lo establecido en la LIE y su Reglamento.</p> <p>4.4 Escenarios Se realizarán tres escenarios de pronósticos para el crecimiento de demanda máxima integrada y el consumo de energía eléctrica: Alto, Medio (Planeación) y Bajo, alineados con los escenarios del crecimiento para la economía nacional. “Únicamente para el escenario de planeación se incluye el pronóstico de crecimiento de demanda máxima instantánea.”</p> <p>4.5 Proceso General de Pronóstico Para llevar a cabo estos pronósticos, se requiere que, a más tardar en el mes enero y julio, cada Entidad Responsable de Carga envíe al Cenace la información de demanda y consumo de energía en los formatos que se determinen.</p> <p>Cenace se coordinará con los Integrantes de la Industria Eléctrica en la programación y coordinación de visitas en sitio para la validación y recopilación de información necesaria en la elaboración de los pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo de largo plazo, una vez al año entre el periodo junio a agosto.</p> <p>El proceso general de pronóstico se inicia con el estudio regional del consumo final de la energía eléctrica (ventas a Usuarios Finales del Suministro Calificado y de Suministro Básico y autoabastecimiento remoto) y consumo de Usuarios Calificados, Suministrador de Último Recurso y Generador de Intermediación, se analiza la evolución en cada GCR. Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios de modelos de pronóstico, complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores. Los resultados se ajustan con las trayectorias de pronósticos que surgen de estimaciones del PIB y del consumo bruto para el SEN; al igual que las políticas de ahorro de energía vigentes.</p> <p>4.6 Reportes de Pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo de energía eléctrica La Subdirección de Planeación del Cenace elaborará un documento prospectivo a 15 años en el cual se incorporen todos los pronósticos de los Integrantes de la Industria Eléctrica de una manera razonable, obteniendo como resultado un pronóstico (el valor esperado del pronóstico para la demanda y el consumo, así como sus intervalos de confianza) único de demanda y consumo de energía eléctrica para el SEN, GCR, Zonas, elementos de Transformación de Alta Tensión a Media Tensión, entre otros. El cual servirá de base para todos los</p>			
--	--	--	--	--

		estudios de planeación de largo plazo en el ciclo de planeación correspondiente.			
Obligación	Manual de Planeación	<p>Capítulo 5. Análisis Costo - Beneficio de proyectos para la RNT y las RGD (...)</p> <p>5.3 Metodología costo-beneficio</p> <p>La metodología de análisis costo-beneficio que deben de tener en cuenta el Cenace y Distribuidor en la realización de los PAMRNT y PAMRGD, respectivamente, debe ser el que se presenta a continuación, en tanto en cuanto la CRE no emita otra regulación al respecto.</p> <p>La metodología que deben aplicar Transportista y Distribuidor debe basarse en la evaluación de proyectos con impacto regional: líneas de Transmisión o Distribución dentro de una región, bancos de transformación, compensación reactiva (inductiva y capacitiva), proyectos de almacenamiento, dispositivos FACTS que incrementan la capacidad de transmisión y proyectos de modernización en general.</p> <p>Además, el Transportista debe evaluar los proyectos entre regiones o interconexiones fronterizas.</p> <p>Los estudios de costo-beneficio de los proyectos deben determinar el costo total, que incluye costo de inversión, operación y mantenimiento, así como el de energía incremental del SEN en el largo plazo para los casos –con- y –sin- proyecto. Los beneficios resultan de considerar reducciones de pérdidas técnicas y no técnicas de energía, reducciones en costos de generación, reducciones de energía no suministrada y beneficio por energía incremental, para los casos –sin proyecto- y –con proyecto-.</p> <p>A modo de resumen, los costos y beneficios se pueden clasificar de la siguiente manera:</p> <p>Clasificación de costos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos de inversión inicial [Cii]. • Costos de operación y mantenimiento [Co&m]. • Costos de energía incremental [CeI]. <p>Clasificación de beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Beneficio por reducción en costos de generación: por combustibles, costos de O&M y pérdidas. [Bgen]. • Beneficio de reducción de costos de transmisión (congestión, etc. que no incluyan pérdidas técnicas y no técnicas) [Btrans]. 	<p>Se propone la inclusión en el capítulo 5, el apartado 5.3 relativo a la metodología costo-beneficio que debe tenerse en cuenta en el desarrollo de los PAM por parte de Cenace y Distribuidor, para disminuir la incertidumbre.</p> <p>Lo referente a la Tasa de Descuento que estaba más abajo en el documento, se translada íntegramente hasta este punto 5.3, con motivo de mejorar el orden del presente Manual.</p>	<p>NO. No se observan costos asociados a la propuesta para los Participantes del Mercado, ya que esta obligación afecta al Cenace y al Distribuidor.</p>	<p>NO.</p>

		<ul style="list-style-type: none"> • Beneficio por reducción de energía no suministrada [Bens]. • Beneficio por reducción de pérdidas técnicas de energía [Bper] • Beneficio por reducción de pérdidas no técnicas de energía [BpenT] • Beneficio por energía incremental [Bei] • Beneficio por externalidades (partículas suspendidas totales) [Bext]. <p>[Desarrollo de cada uno de los costos y beneficios] (...)</p> <p>Tasa de descuento El uso de la tasa de descuento permite tener costos y beneficios de un proyecto con una base común. Así, se pueden comparar de manera consistente las diferentes soluciones técnicas y obtener el valor presente neto (VPN) del proyecto. En particular, la diferencia entre el valor presente de los costos y el valor presente de los beneficios da como resultado el VPN del proyecto.</p> <p>La tasa social de descuento que se utiliza en la evaluación socioeconómica es del 10 por ciento anual en términos reales. La referencia para el cálculo del valor presente será el primer año de erogaciones. Ambas suposiciones podrán modificarse de acuerdo a lo que determine Sener.</p>			
Obligación (Nueva)	Manual de Planeación	<p>5.4 Metodología probabilística en Transmisión</p> <p>El proceso de planeación se basa en seleccionar un plan óptimo considerando parámetros de entrada que pueden estar sujetos a incertidumbre. De manera general, la toma de decisiones se basa en tres categorías que dependen de los parámetros que afectan esa selección:</p> <p>a. <u>Decisión bajo certeza</u>: Criterio determinístico donde se asume un valor fijo a los parámetros de entrada.</p> <p>b. <u>Decisión bajo condiciones probabilísticas</u>: Criterio mediante el cual es posible cuantificar la incertidumbre, ya sea porque los parámetros siguen cierta función de probabilidad conocida o se cuenta con registro de su comportamiento histórico.</p> <p>c. <u>Decisión bajo incertidumbre</u>: En esta categoría no es posible cuantificar el riesgo debido a que los parámetros no siguen una función de probabilidad conocida o no se tiene registro histórico o experiencia sobre su comportamiento.</p> <p>Para el caso c, los análisis de menor costo y/o costo-beneficio no siempre determinan la mejor opción. En estos casos, la estrategia de planeación podrá utilizar métodos para la toma de decisión para futuros inciertos. Algunos métodos que podrían ser utilizados son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Análisis de escenarios 	Se propone la inclusión en el capítulo 5 el apartado 5.4 relativo a la metodología probabilística en Transmisión, que Cenace debe de tener en cuenta en el desarrollo del PAMRNT, con motivo de aumentar la confiabilidad del SEN.	NO. No se observan costos asociados a la propuesta para los Participantes del Mercado.	NO.

		<ul style="list-style-type: none"> • Análisis robusto de problemas estocásticos • Análisis de <i>minimax</i> <p>En caso de optar por los mencionados análisis probabilísticos o de riesgo, éstos deberán efectuarse de tal forma que permitan identificar las variables en las que se posee mayor riesgo, los valores de esas variables, los escenarios que producen los riesgos más altos, y las mejores alternativas ante diferentes escenarios (proyectos con menor riesgo). La aplicación de estas metodologías deberá fundamentarse en la reglamentación que al respecto emita la CRE a propuesta del Cenace.</p> <p>La metodología probabilística compuesta considera la incertidumbre que representa la Tasa de Salida Forzada (TSF) de las Unidades de Central Eléctrica y las TSF de líneas debido a Falla (fallas/km). El objetivo es evaluar lo apropiado de la Generación y la Transmisión para satisfacer la demanda pronosticada y la cual es representada mediante la curva de duración de carga, para así obtener indicadores como (LOLP); usando una formulación de simulación Monte-Carlo. Con este procedimiento la incertidumbre de la demanda, la Generación y la Transmisión se conjugan, además de llevar a cabo una evaluación de costo óptimo con precios de combustibles, consideraciones hidrológicas y la interconexión de sistemas radiales.</p> <p>El procedimiento de optimización permite identificar refuerzos de Transmisión a ser evaluados con mayor detalle por el grupo de expansión del SEN, con estudios de flujos del sistema eléctrico completo y determinar lo adecuado de refuerzos identificados en el estudio dentro del horizonte de planeación.</p>			
Obligación	Manual de Planeación	<p>5.5 Identificación de proyectos</p> <p>(...) Asimismo, en la identificación de proyectos, Cenace y Distribuidor deben de tener en cuenta lo contenido de Artículo 14 de la LIE, que para tal efecto se relaciona con que los proyectos deben procurar la operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y sustentabilidad; incluir elementos de la REI que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico de manera económicamente viable; deben coordinarse con los programas promovidos por el FSUE e incorporar mecanismos para conocer la opinión de los PM e interesados en el desarrollo de infraestructura eléctrica.</p> <p>Los proyectos y su aportación al SEN deben orientarse a cumplir con los criterios técnicos y económicos descritos en este Manual Regulatorio. Una característica importante para la identificación de proyectos es que el SEN tenga la capacidad de mantener el sincronismo ante contingencias sencillas y Fallas, así como su eventual liberación. Además, se requiere que el SEN tenga robustez eléctrica a fin de</p>	Esta obligación para Cenace y Distribuidor de tener en cuenta en la planeación elementos del REI que puedan reducir costos en la provisión del Suministro Eléctrico, ayuda a mejorar la confiabilidad y la eficiencia económica.	NO. No se observan costos asociados a la propuesta para los Participantes del Mercado. La obligación la aplica a Cenace y Distribución y emana de la Fracción II del Art. 14 de la LIE.	NO.

		mantener los niveles de tensión y frecuencia, de acuerdo a los criterios establecidos.			
Aclaración	Manual de Planeación	5.7 Escenarios y casos de estudio (...) Los escenarios de planeación para Distribución están relacionados con los objetivos de cubrir la demanda incremental, incrementar la confiabilidad y/o la calidad de la potencia eléctrica, así como que permitan la reducción de pérdidas.	Esta obligación para el Distribuidor de tener en cuenta en la planeación que se cubra la demanda incremental, se incrementa la confiabilidad y/o calidad de la potencia eléctrica así como que permita la reducción de pérdidas, ayuda a mejorar la confiabilidad y eficiencia del SEN.	NO. No se observan costos asociados a la propuesta para los Participantes del Mercado. La obligación al Distribuidor emana del Art. 14 de la LIE.	
Obligación	Manual de Planeación	5.8.3 Escenarios de pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo Estos pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo deben realizarse teniendo en cuenta el Capítulo 4 del presente Manual Regulatorio. En estos escenarios se consideran los siguientes factores: <ul style="list-style-type: none"> ● Crecimiento económico. ● Crecimiento de la población. ● Evolución de la demanda por sector. ● Gestión de la demanda. ● Evolución de las pérdidas de electricidad y eficiencia energética. ● Sensibilidad de la demanda a la temperatura. ● Evolución de fenómenos meteorológicos extremos relacionados con el clima. Los escenarios que pueden analizarse corresponden a proyecciones del crecimiento que se pueden identificar, sin que esto sea limitativo, como un crecimiento alto, de planeación (medio) y bajo.	Se elimina lo referente a los pronósticos de crecimiento de la demanda y consumo en este punto, porque ya se creó un Capítulo completo donde se indica cómo realizar dicho pronóstico (Capítulo 4, del presente Manual). Esto para reducir la incertidumbre.	NO. No se observan costos asociados a la propuesta para los Participantes del Mercado.	NO.
Obligación	Manual de Planeación	5.8.7 Escenarios de penetración de fuentes de energías intermitentes La Secretaría de Energía establece como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25 por ciento para el año 2018, del 30 por ciento para 2021 y del 35 por ciento para 2024, conforme al Tercer Transitorio de la LTE. Por lo tanto, aunque no todas las energías limpias son intermitentes, Cenace y Distribución deben de tener en cuenta la importancia para la operación del SEN los pronósticos de las fuentes de energía intermitentes esperados en el periodo de estudio.	Se incluye este punto sobre escenarios de penetración de fuentes de energías intermitentes, ya que se debe de tener en cuenta para la planeación la infraestructura o inversiones sobre la flexibilidad de operación, al aumentar la penetración de este tipo de fuentes de generación en el SEN, atendiendo a las políticas públicas. Esto para aumentar la confiabilidad del SEN sin dejar de atender los objetivos marcados desde la política pública.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para los Participantes del Mercado, ya que es una obligación para el Cenace y el Distribuidor.	NO.
Obligación	Manual de Planeación	5.9 Análisis de sensibilidad de los proyectos de la RNT El Cenace deberá realizar análisis de sensibilidad en todos los proyectos propuestos para la RNT.	Se propone un análisis de sensibilidad que Cenace debe tener en cuenta en todos los proyectos de la RNT que proponga en el PAMRNT. Esto con motivo	NO. No se observa que la propuesta genere costos para los Participantes del	NO.

		<p>Lo anterior con respecto a las variables que generen un mayor impacto en el costo-beneficio, definidas como variables críticas.</p> <p>Las variables críticas son aquellas cuyas variaciones que, ya sean positivas o negativas, causan el mayor impacto en los indicadores económicos del proyecto. El Cenace deberá considerar como variables críticas las siguientes:</p> <p>Pronósticos de costos de inversión de la infraestructura de Transmisión Pronósticos de la demanda</p> <p>A partir de la Variable Crítica, el Cenace deberá de identificar y presentar el punto de quiebre para cada una de ellas, siendo este, el valor de la variable crítica con el cual el costo-beneficio es igual a cero.</p> <p>Las variables críticas serán clasificadas en relación a la magnitud requerida para llegar a su punto de quiebre. Cenace propondrá los proyectos para los cuales los puntos de quiebre de las 2 variables críticas se encuentren por encima de los valores mínimos establecidos a continuación:</p> <table border="1" data-bbox="474 699 1024 1247"> <thead> <tr> <th data-bbox="474 699 842 760">Variable Crítica</th> <th data-bbox="842 699 1024 760">Valor Mínimo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="474 760 842 1003"> Costos de inversión de la infraestructura de Transmisión (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del 25% del costo inicial previsto de la infraestructura de Transmisión). </td> <td data-bbox="842 760 1024 1003">25%</td> </tr> <tr> <td data-bbox="474 1003 842 1247"> Tasa de crecimiento anual de la demanda del escenario de referencia. (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del ±25% de la tasa de crecimiento anual de la demanda). </td> <td data-bbox="842 1003 1024 1247">±25%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Si el valor de alguna de las variables críticas no cumple en valor mínimo, el Cenace no propondrá dicho proyecto en el PAMRNT.</p>	Variable Crítica	Valor Mínimo	Costos de inversión de la infraestructura de Transmisión (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del 25% del costo inicial previsto de la infraestructura de Transmisión).	25%	Tasa de crecimiento anual de la demanda del escenario de referencia. (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del ±25% de la tasa de crecimiento anual de la demanda).	±25%	de obtener propuestas de proyectos más eficientes y confiables.	Mercado, ya que la obligación le aplica al Cenace.	
Variable Crítica	Valor Mínimo										
Costos de inversión de la infraestructura de Transmisión (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del 25% del costo inicial previsto de la infraestructura de Transmisión).	25%										
Tasa de crecimiento anual de la demanda del escenario de referencia. (Si el punto de quiebre se encuentra por encima del ±25% de la tasa de crecimiento anual de la demanda).	±25%										
Obligación	Manual de Planeación	<p>5.10 Análisis de impacto ambiental y social</p> <p>El Cenace, para cada proyecto propuesto de Transmisión en el PAMRNT debe incluir un análisis de impacto ambiental y social asociado a cada proyecto, ya que la realización de La realización de proyectos de infraestructura tiene impactos sociales y medioambientales.</p>	Se obliga a Cenace a realizar un análisis de impacto ambiental y social, en la etapa de identificación de proyectos y teniendo en cuenta correspondientemente la facilidad o dificultad de la aprobación de permisos en materia social y ambiental, a la hora de proponer los proyectos de la	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, debido a que	NO.						

		(...) De igual manera, Cenace y Distribuidor deben de tener en cuenta estos impactos, en la etapa de identificación de proyectos, de ser conocidos por los mismos, relacionados con las aprobaciones y permisos en materia social y ambiental.	RNT en el PAMRNT. Esto para asegurar la confiabilidad y la sustentabilidad del proyecto.	la obligación está referida al Cenace.	
Mejora Regulatoria	Manual de Planeación	<p>5.10 Análisis de mínimo costo</p> <p>Para las diferentes adiciones, ya sea de proyectos o grupos de proyectos en clúster que formen parte fundamental de las adiciones a la RNT, se deberá desarrollar un análisis de alternativas. Estas alternativas deberán ser comparables y su objetivo deberá estar asociado a alguna de las siguientes condiciones: incremento de capacidad, cumplimiento de índices de calidad y Confiabilidad y/o reducción de la congestión. Los proyectos deben ser analizados desde el punto de vista de costos.</p> <p>Esta evaluación no aplicará cuando se trate de adiciones o refuerzos menores. Por otro lado, su aplicación deberá ser obligatoria cuando se trate de adiciones estructurales de expansión de la RNT, que finalmente conformarán los principales proyectos de expansión que serán incluidos en el plan desde el punto de vista de costos y de adición de capacidad nueva.</p>	Se suprimió el punto 5.10 de esta sección, debido a que solo ofrece información parcial y puede descartar alternativas de menor costo total de largo plazo. Esto con motivo de reducir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, debido a que la obligación está referida al Cenace.	NO.
Obligación	Manual de Planeación	<p>5.9 Metodología de Análisis a futuro con alto grado de incertidumbre</p> <p>El proceso de planeación se basa en seleccionar un plan óptimo considerando parámetros de entrada que pueden estar sujetos a incertidumbre. De manera general, la toma de decisiones se basa en tres categorías que dependen de los parámetros que afectan esa selección:</p> <p>a. <u>Decisión bajo certeza</u>: Criterio determinístico donde se asume un valor fijo a los parámetros de entrada.</p> <p>b. <u>Decisión bajo condiciones probabilísticas</u>: Criterio mediante el cual es posible cuantificar la incertidumbre, ya sea porque los parámetros siguen cierta función de probabilidad conocida o se cuenta con registro de su comportamiento histórico.</p> <p>c. <u>Decisión bajo incertidumbre</u>: En esta categoría no es posible cuantificar el riesgo debido a que los parámetros no siguen una función de probabilidad conocida o no se tiene registro histórico o experiencia sobre su comportamiento.</p> <p>Para el caso c, los análisis de menor costo y/o costo-beneficio no siempre determinan la mejor opción. En estos casos, la estrategia de planeación podrá utilizar métodos para la toma de decisión para futuros inciertos. Algunos métodos que podrían ser utilizados son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Análisis de escenarios • Análisis robusto de problemas estocásticos 	Se obliga a Cenace a tener en cuenta en la realización del PAMRNT una metodología de análisis a futuro teniendo en cuenta el grado de incertidumbre, donde se minimicen los riesgos, considerando correspondientemente las variables con mayor riesgo de incertidumbre. Esto para disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, debido a que la obligación está referida al Cenace.	NO.

		<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de <i>minimax</i> <p>En caso de optar por los mencionados análisis probabilísticos o de riesgo, éstos deberán efectuarse de tal forma que permitan identificar las variables en las que se posee mayor riesgo, los valores de esas variables, los escenarios que producen los riesgos más altos, y las mejores alternativas ante diferentes escenarios (proyectos con menor riesgo). La aplicación de estas metodologías deberá fundamentarse en la reglamentación que al respecto emita la CRE a propuesta del Cenace.</p>			
Obligación	Manual de Planeación	(Todo el Capítulo 6 "Criterios de observancia para el proceso de planeación de las RGD que no pertenecen al MEM" del Manual de Planeación en documento 2019 05 29_ Código de Red_ con control de cambios)	Se propone un nuevo capítulo en el Manual de Planeación a sugerencia del Distribuidor, relativo a la planeación de las Redes Generales de Distribución que no pertenecen al MEM, ya que solo existían requerimientos para la planeación de la RNT. Todo ello para disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, ya que es una obligación para el Distribuidor.	NO.
Mejora Regulatoria	Manual de Estados Operativos del SEN	Tabla 4. 2.1.2 Niveles de Frecuencia y Tensión en Estado Operativo Normal	Se modifican los valores de esta tabla, después de su revisión en la Mesa de Normalización de ANCE, en la que la CRE participa. Además, se incluyen los valores de la frecuencia que determina el Estado Operativo Normal. La modificación es más restrictiva que antes, disminuyendo en algunos casos el rango de las tensiones en Estado Operativo Normal.	NO. No se observa que genere costos a los Participantes del Mercado.	
Obligación	Manual de Estados Operativos del SEN	<p>2.1.3 Estado Operativo de Alerta</p> <p>En el Estado Operativo de Alerta todas las variables del del SEN aún se encuentran del sistema eléctrico pueden o no estar dentro de sus límites operativos, sin embargo, en caso de presentarse una Contingencia CSMS, el SEN sistema eléctrico debe puede seguir siendo estable sin la acción con la operación de los Esquemas de Acción Remedial o Esquemas de Protección del Sistema control suplementarios, o bien, se puede conducir al Estado Operativo de Emergencia en el cual el sistema se encuentra en riesgos potenciales de inestabilidad. En Estado Operativo de Alerta, el CENACE podrán implementar los siguientes mecanismos con el objeto de restablecer las condiciones de reserva en el SEN y el Estado Operativo Normal:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Subastas de Mediano y Largo Plazo. • Adquisición de Potencia por Subastas de Confiabilidad <p>Cuando no se presenten las condiciones necesarias para implementar los mecanismos mencionados anteriormente, el CENACE podrá gestionar la Adquisición de Potencia a través de la implementación de los Protocolos por Emergencia emitidos por la CRE.</p> <p>El Cenace tiene la obligación de declarar un Estado Operativo de Alerta en el sistema eléctrico que pudiese ser afectado ante</p>	Se modifica la obligación de Operación del Cenace en Estado Operativo de Alerta, para disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.

		<p>condiciones climatológicas, de acuerdo al Sistema de Alerta Temprana (de la SEGOB), o afectación de cualquier otra índole. Asimismo, el Cenace deberá aplicar las acciones preventivas correspondientes de acuerdo al presente manual, con la finalidad de minimizar el impacto en el sistema eléctrico.</p> <p>Cuando el SEN sistema eléctrico se encuentre en Estado Operativo de Alerta, el Cenace deberá informar a todos los Integrantes de la Industria Eléctrica y dará a conocer que se pueden podrá realizar por confiabilidad, de manera enunciativa más no limitativa algunas de las acciones siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Modificación a los planes de mantenimiento. b. Solicitar la recuperación de elementos del sistema eléctrico que se encontraban en mantenimiento. a. Modificación a los planes de mantenimiento. b. Modificación a las Instrucciones excepcionales de despacho. c. Interrupción o Modificación de transacciones interrumpibles internacionales, de conformidad con lo previsto en el Manual de Importaciones y Exportaciones o el que lo sustituya. d. Modificación a las instrucciones de despacho. e. Modificación en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica. f. Cambio de topología del SEN sistema eléctrico. g. Uso de los Recursos de Demanda Controlable. g. Solicitud pública de Conservación de energía voluntaria indicando lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> ! Apagar todas las luces, aparatos electrónicos y equipo que no estén usando, ! Esperar hasta las 6:00 p.m. para usar los equipos apagados, ! Ajustar el termostato de aire acondicionado a 25.55 °C o más, según lo que permita su salud. <ol style="list-style-type: none"> h. Uso de los Recursos de Demanda Controlable. h. Entre otros que se identifiquen para llevar al SEN sistema eléctrico al Estado Operativo Normal. <p>Si en la planeación operativa que realice el Cenace, se identifica que el sistema eléctrico puede estar en Estado Operativo de Alerta, el Cenace podrá implementar el siguiente mecanismo con el objeto de restablecer las condiciones de reserva en el sistema eléctrico y el Estado Operativo Normal:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Adquisición de Potencia por Subastas de Confiabilidad. <p>Cuando el Cenace no pueda resolver esta situación, resultado de la planeación operativa, mediante los mecanismos de adquisición de potencia, energía y productos asociados previstos en las Bases del MEM, podrá gestionar la Adquisición</p>			
--	--	---	--	--	--

		de Potencia a través de la implementación del Protocolo Correctivo emitido por la CRE.			
Obligación	Manual de Estados Operativos del SEN	<p>2.1.4 Estado Operativo de Emergencia</p> <p>En este estado, la ocurrencia de una Contingencia sencilla más severa conduciría al SEN a una condición de inestabilidad y la operación en este estado requiere de la ejecución de acciones remediales.</p> <p>En el Estado Operativo de Emergencia una o varias de las variables del sistema eléctrico que corresponda están fuera de sus límites operativos y puede existir afectación en el suministro de energía eléctrica derivado de la operación de los Esquemas de Acción Remedial o Esquemas de Protección del Sistema, implementados por el Cenace para evitar la evolución, en su caso del Disturbio, o ante una CSMS evitar que se provoque una inestabilidad del sistema eléctrico.</p> <p>El Cenace deberá notificar a todos los Integrantes de la Industria Eléctrica que el SEN sistema eléctrico correspondiente se encuentra en Estado Operativo de Emergencia y que es necesario tomar acciones operativas, incluida la desconexión de carga, con la finalidad de restablecer el Estado Normal o de Alerta en el SEN.</p> <p>Si en la planeación operativa que realice el Cenace, se identifica que el sistema eléctrico puede estar en Estado Operativo de Emergencia, el Cenace podrá implementar los siguientes mecanismos con el objeto de restablecer las condiciones de reserva en el sistema eléctrico y el Estado Operativo Normal:</p> <ul style="list-style-type: none"> Adquisición de Potencia por Subastas de Confiabilidad. <p>Cuando el Cenace no pueda resolver esta situación, resultado de la planeación operativa, mediante los mecanismos de adquisición de potencia, energía y productos asociados previstos en las Bases del MEM, podrá gestionar la Adquisición de Potencia a través de la implementación del Protocolo Correctivo emitido por la CRE.</p> <p>Para recuperar los niveles de reserva y restablecer en el SEN el Estado Operativo Normal, el CENACE puede implementar la adquisición de Potencia a través de los Protocolos de Emergencia emitidos por la CRE.</p>	Se modifica la obligación de Operación del Cenace en Estado Operativo de Emergencia, para disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.
Obligación	Manual de Estados Operativos del SEN	2.1.5 Estado Operativo Restaurativo	Se modifica la obligación de Operación del Cenace en Estado Operativo Restaurativo para disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.

		<p>En su caso, las islas eléctricas que permanezcan activas, suministrarán una parte de la demanda total con el equipo operando dentro de sus límites de diseño. En este estado, todos los esfuerzos de control deben estar enfocados a integrar nuevamente el SEN y suministrar la demanda total en el menor tiempo posible siguiendo lo establecido en el Procedimiento de Restablecimiento que es parte de las Disposiciones Operativas de este Código de Red.</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>			
Obligación	Manual de Estados Operativos del SEN	<p>Capítulo 3 Responsabilidades</p> <p>Con la finalidad de asegurar que el SEN se mantenga el mayor tiempo posible en Estado Operativo Normal, se establecen las siguientes responsabilidades, obligaciones y facultades que deben ser observadas por el Cenace, los Transportistas, los Distribuidores y demás Integrantes de la Industria Eléctrica incluida la de mantenerse informado con respecto a la condición operativa del SEN, a través de la consulta permanente al Área Pública del Sistema de Información de Mercado.</p>	Se crea la obligación a los Integrantes de la Industria Eléctrica a mantenerse informados con respecto a la condición operativa del SEN a través de la consulta permanente al Área Pública del SIM (Sistema de Información de Mercado), para mejorar la eficiencia del SEN.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de control y operación de la generación y recursos de demanda controlable del Sistema Eléctrico Nacional	<p>1.1 Reserva Operativa Mínima</p> <p>En el Estado Operativo Normal, para lograr una operación confiable del SEN en el balance entre demanda y generación, se requiere de Reserva Operativa suficiente que permita en cualquier instante mantener la frecuencia y la tensión según lo definido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos a fin de evitar la afectación de los Centros de Carga ante la ocurrencia de la CSMS.</p> <p>El valor porcentaje de la Reserva Operativa con respecto a la demanda en el Estado Operativo Normal debe ser lo establecido en el Manual Regulatorio de Estados Operativos debiendo de estar disponible para que pueda ser totalmente activada en 10 minutos, indicando por separado los requerimientos de Reserva Rodante y Reserva no Rodante y tendrá que ser calculada cada 10 minutos, indicando por separado los requerimientos de Reserva Rodante y Reserva No Rodante.</p> <p>Así mismo, el Cenace debe tener en cuenta que la cantidad de Reserva Rodante antes mencionada, incluye las Reservas de Regulación, Rodante de 10 minutos y Rodante de 30 minutos, que requiere el SEN para operar en Estado Operativo Normal.</p> <p>Después de la ocurrencia de cualquier evento en el que se haga necesario el uso de la Reserva Operativa, esta debe ser restablecida tan pronto como sea posible.</p> <p>El Cenace deberá definir cómo distribuir la Reserva Operativa en el SEN, tomando en cuenta el tiempo requerido para hacer</p>	Se obliga a Cenace a tener en cuenta para la operación que el 50% de la Reserva Operativa al menos sea Reserva Rodante, con motivo de alinearse a la operación actual del MEM y que disminuye incertidumbre, así como mejora la confiabilidad del SEN.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, ya que la obligación es para el Cenace.	NO.

		efectiva dicha capacidad y las limitaciones de Transmisión, entre otras limitaciones.			
Obligación	Manual Regulatorio de control y operación de la generación y recursos de demanda controlable del Sistema Eléctrico Nacional	1.2 Control Automático de Generación (CAG) Cada Área de Control Central Eléctrica del SEN debe operar su sistema con Capacidad Instalada bajo CAG , debe operar siguiendo los lineamientos asignados por el Cenace. El Cenace será la entidad responsable de coordinar el suministro de la demanda dentro de la banda requerida para el Estado Operativo Normal, a nivel Sistema Interconectado.	Se modifica la redacción, ya que "Área de Control" no está definido y el CAG (Control Automático de Generación) es a nivel Central Eléctrica, para disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de control y operación de la generación y recursos de demanda controlable del Sistema Eléctrico Nacional	1.2.4 Revisión del funcionamiento del CAG Al menos una vez al año , el Cenace promoverá la revisión del funcionamiento del CAG para identificar: a. Funcionamiento incorrecto del equipo. b. Errores en la telemedición. c. Inadecuado ajuste del Bias de Frecuencia (β) del sistema. d. Inadecuada operación de las Centrales Eléctricas en el CAG. e. Deficiencias en la operación del equipo de control. f. Comportamiento del CAG en condiciones normales y ante contingencias. Las Centrales Eléctricas están obligadas a facilitar dicha revisión al Cenace.	La propuesta de redacción disminuye la discrecionalidad.	NO. No se observa que genere costos a los Participantes del Mercado. La obligación de entrega de información al Cenace por parte de los Participantes del Mercado ya existe en los Art. 158 y 149 de la LIE y en el Manual de TIC.	NO.
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	1.2.3 De los equipos de control y supervisión remota, comunicaciones y registradores (...) g. En casos de emergencia de la RNT y las RGD, que ocasionen afectación a usuarios finales o pongan en riesgo la estabilidad del SEN, el Transportista y el Distribuidor podrán hacer uso de instalaciones en servicio inmediato, en caso de no contar con la disponibilidad de los equipos de telemetría requeridos en la regulación vigente, informando de las condiciones al Cenace. Estas instalaciones en servicio inmediato deben realizar funcionalidades básicas de envío de información de telemetría (estado, P, Q, f y V). El tiempo máximo de restablecimiento de la infraestructura que provocó el caso de emergencia será de 1 año. Transportista y Distribuidor deben informar al Cenace de los avances de este restablecimiento de forma trimestral.	Se define una acción de operación a Transportista y Distribuidor para atender de forma inmediata y en previsión de situaciones excepcionales, un caso de emergencia y que esta cause la menor afectación a los Usuarios Finales y a la estabilidad del SEN, para aumentar la confiabilidad del SEN. Para ello, no se realiza ningún requerimiento, sino que se expresa el no impedimento de que Transportista y Distribuidor cuenten con instalaciones de servicio inmediato con funcionalidades básicas de envío de información por telemetría de forma temporal que se permite en casos excepcionales si las instalaciones de telemetría habituales no estuviesen disponibles y por un tiempo no mayor a un año, evitando así que la acción mencionada para una situación de		

			emergencia se convierta en una práctica normal. Esta propuesta fue realizada por CFE-Distribución y se aprobó al interior del Grupo de Trabajo de Operación y Planeación y posteriormente en el Comité Consultivo de Confiabilidad.		
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>1.6 Procedimiento de respaldo de Centros de Control en caso de fuerza mayor</p> <p>Con el objetivo de mantener el control físico y la confiabilidad del SEN, los Centros de Control del Cenace, Transportista y Distribuidor podrán realizar convenios de respaldo temporal, ante caso fortuito que no les permita ejecutarlo desde sus propios Centros de Control. Cada Centro de Control deberá tener un plan de respaldo ante caso fortuito que les impida llevar a cabo sus funciones. Este respaldo tendrá una duración máxima de 24 horas.</p> <p>Para que un Centro de Control pueda realizar el respaldo de otro, deberá previamente haber compartido las bases de datos del Centro de Control a respaldar y haber realizado una formación previa correspondiente a esta función.</p> <p>El convenio de respaldo temporal entre Centros de Control se definirá en los convenios entre Cenace, Transportista y Distribuidor y no en el Código de Red.</p>	Con motivo de aumentar la confiabilidad del SEN. Se define un procedimiento operativo que le aplica a Cenace, Transportista y Distribuidor, con el cual se permite que realicen un convenio para que sus Centros de Control se respalden de forma temporal, en caso de que, ante caso fortuito, alguno de estos Centros de Control no pueda llevar a cabo sus funciones. Se limita la aplicación de este procedimiento operativo a un máximo de 24 horas, para evitar que el posible uso no debido de este procedimiento.		
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>2.1 Del personal autorizado por el Centro de Control</p> <p>a. El Cenace es responsable de la difusión del presente Manual Regulatorio al personal de los Centros de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, y estos de cumplir con lo establecido en dicho Manual Regulatorio. Una vez que el personal operativo de estos Centros de Control esté capacitado, podrá difundir el Manual Regulatorio al resto del personal operativo de su proceso.</p>	Se mejora la redacción en la obligación de que el Cenace haga la difusión del mencionado Manual Regulatorio entre Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado, sino directamente con el personal de los Centros de Control de los mismos. Todo ello con motivo de disminuir incertidumbre y aumentar la confiabilidad del SEN..	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>4.1.3 De las Licencias</p> <p>a. Las Licencias concedidas para el mantenimiento, por salida forzada o por disparo de una Unidad de Central Eléctrica.</p> <p>(...) iv. Así mismo, en caso de requerirse pruebas posteriores al mantenimiento establecido en el inciso anterior (ii), el responsable de la Unidad de Central Eléctrica deberá programar una solicitud de licencia en vivo (considerando la anticipación establecida en el Manual de Programación de Salidas) y además realizar la oferta correspondiente en el MEM. Para lo cual el Cenace otorgará una licencia en vivo, la cual</p>	Se define un procedimiento para una situación que no estaba reflejada en el Código de Red, en el cual se determina que si se llevan a cabo pruebas posteriores al mantenimiento, la Unidad de Central Eléctrica debe programar una solicitud de licencia en vivo y realizar la oferta en el MEM, para mejorar la confiabilidad y eficiencia del SEN.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.

		será retirada una vez que se concluyan las pruebas y se haya alcanzado la capacidad ofertada en el MEM.			
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>4.1.3 De las Licencias</p> <p>b. Las Licencias de generación de prueba aplican para:</p> <p>(...) iv. Pruebas de verificación de capacidad. A criterio del Cenace, este llevará a cabo las pruebas de verificación de capacidad que considere necesarias con o sin aviso previo, y programadas por las Centrales Eléctricas y sujetas a autorización por parte del Cenace si se tiene condiciones en el Sistema Eléctrico; con la finalidad de y programadas por las Centrales Eléctricas y sujetas a autorización por parte del Cenace si existen las condiciones favorables para ello en el SEN; con la finalidad de evaluar y verificar el cumplimiento a los Criterios establecidos en el Código de Red. Todas las Unidades Centrales Eléctricas deberán participar en dichas pruebas, y en caso de no acreditar la prueba se le otorgará la Licencia correspondiente. La prueba mencionada no podrá realizarse más de 3 veces al año por parte del Cenace.</p> <p>En el procedimiento operativo de pruebas de verificación de capacidad se establecerán los lineamientos para su registro, evaluación y calificación. Así como también los mecanismos de comunicación hacia la Unidad de Central Eléctrica y sus representantes en el MEM (Generadores).</p>	Aunque en el Manual de Mercado de Vigilancia del MEM existe un procedimiento de verificación de parámetros de referencia en su punto 5.3 estos parámetros están relacionados al MEM. Por confiabilidad, se propone que el Cenace tenga la atribución de realizar pruebas de verificación de capacidad que considere con o sin previo aviso con la finalidad de verificar el cumplimiento del Código de Red. De la misma manera, se crea una obligación a la Central Eléctrica de participar en dicha prueba, para lo cual se le otorgará la Licencia correspondiente.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.
Aclaración	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>5.1.1 Resumen</p> <p>(...) El Manual de Programación de Salidas, Manual del MEM, tiene como propósito establecer los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, y los procedimientos que deberán observar los Integrantes de la Industria Eléctrica, para programar sus Salidas a Mantenimiento en el mediano plazo y llevar a cabo su ejecución a través de las Licencias correspondientes en el corto plazo: así como los criterios que deberá observar el Cenace para la programación de Salidas de mediano plazo y el otorgamiento de Licencias en el corto plazo para los Elementos y sus Equipos Asociados de los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores. Los trámites que se manejan en el Manual de Programación de Salidas son los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Solicitud de Salida (Mediano Plazo) ➤ Solicitud de Licencia (Corto Plazo) <p>Figura 5.1.1. Trazabilidad de la correlación de Salidas con Licencias</p> <p>La programación de Solicitudes de Licencia proviene desde el mediano plazo con su trámite respectivo, el cual consiste en tener autorizada la Solicitud de Salida en el Sistema de Administración de Salidas, una vez autorizadas, se registrarán</p>	A manera de aclaración se enuncia en qué documento (Manual del Mercado) los integrantes de la industria eléctrica correspondientes pueden encontrar información sobre su coordinación operativa, para disminuir la discrecionalidad.		

		<p>en el Sistema de Administración de Licencias como una Solicitud de Licencia, la cual se convertirá en una Licencia si cumple los lineamientos requeridos por el Cenace en tiempo, forma y condiciones del SEN.</p> <p>Las Licencias se clasifican en vivo o en muerto, si el elemento está energizado o no, respectivamente, y podrán ser Programadas, No Programadas y de Emergencia.</p> <p>(...)</p> <p>El Cenace instrumentará herramientas para dar seguimiento y medir el desempeño de la planeación de Salidas Programadas y de Salidas Forzadas de los Participantes del MEM, Transportista y Distribuidor, así como la respuesta en la asignación de Licencias. Ese desempeño se evaluará trimestralmente en base al cumplimiento del Programa Trimestral Integrado de Salidas. El Cenace determinará el cumplimiento del Programa Trimestral Integrado de Salidas con base en el porcentaje de Licencias de Salidas Programadas que se ejecutan en un periodo de tiempo determinado, contra el número de Salidas Programadas en el mismo periodo de tiempo. Esta evaluación sustentada en el Manual de Programación de Salidas, y tendrá directamente relevancia en la planeación de las subsecuentes Solicitudes de Salidas.</p>			
Aclaración	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>5.1.3 Del aprovechamiento y coordinación de Licencias</p> <p>a. A fin de optimizar el tiempo que el equipo está bajo Licencia, el Cenace debe coordinar operativamente al Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado para lograr que la libranza del equipo se aproveche con la mayor cantidad de trabajos posibles para la realización del mayor número de maniobras, conforme a lo estipulado en el 5.4 de este Manual Regulatorio. Así mismo, para los casos de Licencias sobre elementos comunes entre Centros de Control, el nivel superior debe realizar la coordinación necesaria.</p> <p>Para instalaciones de Transportista y Distribuidor, sus Centros de Control respectivos deben realizar la coordinación de sus diferentes procesos en sus instalaciones.</p> <p>La Coordinación administrativa para trabajos en elementos frontera, entre Centros de Control, deberá coordinarla el Centro de Control responsable de la solicitud de Licencia, por ejemplo, Gestión de personal de apoyo para realizar maniobras o alguna maniobra o trabajo en particular.</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>El alcance de la coordinación realizada por el Cenace se limita a los aspectos técnico/operativos entre Transportista, Distribuidor y Participante del Mercado para mantener la integridad y Confiabilidad del SEN. El Cenace tiene la atribución</p>	Se mejora la redacción con respecto al alcance de la responsabilidad de Cenace en la Programación de Salidas, con motivo de disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	

		conforme a la fracción X del artículo 108 de la LIE de coordinar la Programación de Salidas de Mantenimiento.			
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.1.4 De las Licencias programadas Gestión de Solicitud de Salidas y Solicitud de Licencias a. (...) 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. Para el caso de las solicitudes planteadas para los días sábado, domingo y lunes, se resolverá el viernes a las 12:00 horas.	Se realiza, a sugerencia del Cenace, la propuesta de eliminar un párrafo del apartado a), cuya información está contenida en el Manual Regulatorio de Programación de Salidas y con motivo de disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.1.4 De las Licencias programadas Gestión de Solicitud de Salidas y Solicitud de Licencias b. Las Licencias Programadas y No Programadas para elementos del SEN que impliquen maniobras complicadas o que puedan alterar apreciablemente la integridad del SEN a criterio del Cenace, deberán acompañarse de un “análisis técnico documentado”, donde se detallen los trabajos a realizar y las condiciones operativas especiales o específicas requeridas. En caso de considerarse necesario, se llevará a cabo una reunión previa entre los responsables de los procesos involucrados. Dicha información deberá ser entregada por el solicitante con la antelación requerida por el Cenace y no debiendo ser menor a cuatro días hábiles previos a la ejecución de los trabajos. 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. c. Los Elementos y sus Equipos Asociados que han sido entregados a operación comercial por los Participantes del Mercado, Transportista o Distribuidor podrán presentar cualquiera de los siguientes estatus: <ul style="list-style-type: none"> • En servicio. el equipo se encuentra en funcionamiento en el SEN; • Disponible. el equipo se encuentra listo para entrar en servicio en cualquier momento; o, • En Licencia. el Equipo no se encuentra disponible, por lo que se pueden realizar trabajos o Maniobras en el mismo. El Participante del Mercado, Transportista o Distribuidor programarán en el mediano plazo las Salidas correspondientes: <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 	Se realiza, a sugerencia del Cenace, la propuesta de mejora de la redacción, conforme con el Manual Regulatorio de Programación de Salidas y con motivo de disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	

		<ul style="list-style-type: none"> - 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 Estáticos de VAR's, Condensadores sincronos etc). • Para los casos en que se solicite un Equipo asociado el cual implique afectar la función principal del elemento, la entidad responsable de los trabajos deberá programar el elemento al que se afecta su función, o para el caso en que aplique coordinarse con el responsable del elemento al que se afecta la función, especificando que los trabajos son en el equipo asociado. • Pruebas y puesta en servicio de nuevas instalaciones o modernizaciones. • Trabajos que impliquen el bloqueo de Esquemas de Protección, Esquemas de Acción Remedial (EAR) o de Esquemas de Protección de Sistema (EPS). • Los trabajos en equipos asociados que no afecten la función de un Elemento podrán programarse directamente en periodo de corto plazo. <p>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.</p> <p>Para los casos en el que el suministro se interrumpa a solicitud del propio usuario, derivado de trabajos en sus instalaciones, el Suministrador es el responsable de gestionar lo necesario, coordinarse con las entidades involucradas y programar la o las solicitudes de licencia ante el Cenace en los tiempos establecidos en el presente manual. Si dichas actividades involucran interrupción a usuarios finales a cargo de algún otro suministrador, se deberán de coordinar entre los suministradores para los avisos correspondientes.</p> <p>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.</p> <p>Si la Licencia Programada o No Programada ocasiona interrupción a servicios de TIC como aplicaciones del MEM, Esquemas de Acción Remedial, comunicación de voz y datos entre otros, la Solicitud de Licencia deberá hacerse con la</p>			
--	--	---	--	--	--

		<p>suficiente anticipación y en ningún caso menor a 4 días hábiles, para que el suministrador de TIC's esté en condiciones de avisar a los Usuarios afectados en sus servicios de TIC's.</p> <p>e. Para el caso especial de la puesta en servicio de nuevas instalaciones o equipos, las pruebas que requieran energización se llevarán a cabo mediante Licencias. Por lo que el responsable de los equipos programará las solicitudes de Salida o de Licencia correspondientes.</p> <p>En todas las solicitudes de Licencia tramitadas ante el CENACE, invariablemente el responsable de la solicitud y la licencia será el nombre del Centro de Control o entidad correspondiente (Zonas de Operación, Centros de Control de Distribución, Central Generadora, etc).</p> <p>f. Las Solicitudes de Licencias deberán estar aprobadas en el Programa Trimestral Integrado de Salidas y solicitarse con una anticipación mínima de 4 días hábiles previos al día de la realización de los trabajos. Cuando se considere necesario, se realizará reunión previa entre los responsables de los procesos involucrados.</p> <p>g. Se deberá informar del tiempo requerido y del plan de restitución a condiciones normales. Estas Licencias deben ser autorizadas por el Cenace y planteadas de acuerdo al Manual Regulatorio de Programación de Salidas.</p>			
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>5.1.5 Del personal autorizado a tomar Licencias</p> <p>a. El personal autorizado para tomar Licencias debe cumplir los siguientes requisitos:</p> <p>i. Acreditación en el curso del Manual Regulatorio de Coordinación Operativa.</p> <p>ii. Acreditación de conocimientos de Subestaciones Eléctricas, equipos y maniobras, sobre los que se le otorgue la autorización.</p> <p>iii. Solicitud oficial de registro del personal responsable del centro de trabajo dirigida al Cenace, anexando comprobante de las acreditaciones de los puntos anteriores.</p> <p>b. Las Licencias serán concedidas sólo al personal autorizado. Para este fin, los Centros de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM mantendrán actualizado el Anexo 1 de este Manual Regulatorio. Si existiera algún cambio (alta o baja), el contenido del Anexo 1 deberá ser actualizado e informar al Cenace de dicho cambio.</p>	Se propone la inclusión de los requisitos que debe cumplir el personal autorizado para tomar Licencias, y que consisten en acreditar que conocen el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa, que poseen conocimientos en Subestaciones Eléctricas y equipos para los que se les otorgue autorización, así como solicitar ser registrado como personal responsable del centro de trabajo con el Cenace, junto con las acreditaciones anteriores, con motivo de disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	

Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.1.6 De la resolución a las solicitudes (...) v. El Cenace dará su resolución a las solicitudes de Licencia, a más tardar a las 12:00 horas de dos días laborables previos.	Se propone que el Cenace resuelva las solicitudes de Licencia, a más tardar a las 12:00 de 2 días laborables previos, con motivo de disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.1.9 De la concesión de Licencias (...) a) iii. Contar con equipo de comunicación adecuado y mantenerlo en operación durante el desarrollo de los trabajos. Una vez entablada la comunicación del Operador de un Centro de Control para llevar a cabo los trabajos programados en el horario estipulado en la solicitud de Licencia, se deberán iniciar las maniobras a los 5 minutos, y en caso de no poder iniciarlas se deberá informar al solicitante las causas por las cuales no es posible y el tiempo estimado para iniciarlas.	Se propone que el Operador de un Centro de Control tenga la obligación de, además de contar con el equipo de comunicación adecuado y mantenerlo en operación durante el desarrollo de los trabajos, inicie maniobras a los 5 minutos de entablar comunicación con el Operador del Centro de Control para llevar a cabo trabajos programados, disminuyendo así la discrecionalidad y con motivo de aumentar la confiabilidad.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.1.9 De la concesión de Licencias (...) b. 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.	Con motivo de disminuir la discrecionalidad y aumentar la confiabilidad, se especifica el tiempo máximo de 5 minutos para dar inicio de maniobras por parte del solicitante de la Licencia programada, contados a partir del momento en que este inicie comunicación con el Operador correspondiente (Cenace, Transportista o Distribuidor), y dentro del horario estipulado en la solicitud de la Licencia.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.1.9 De la concesión de Licencias (...) e. El Operador del Centro de Control deberá registrar en el Sistema de Información de la Operación, el horario en que recibe la solicitud de licencia y el horario en que esta es otorgada.	Se propone una obligación al Operador del Centro de Control al que le soliciten la Licencia, debiendo este registrar en el SIO los horarios de solicitud y otorgamiento de la licencia, con motivo de aumentar la confiabilidad.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.1.10 De los trabajos bajo Licencia (...) d. Cuando se entregue en Licencia el mismo equipo a varios trabajadores, el Operador del Centro de Control deberá informarles de esta condición. Se colocará una tarjeta auxiliar por cada una de las Licencias. El Cenace entregará una sola Licencia por equipo al Centro de Control del Transportista o Distribuidor. El Centro de Control del Transportista o Distribuidor dará una Licencia para cada especialidad y cada especialidad colocará las Licencias correspondientes.	Se propone especificar claramente la responsabilidad en cuanto a la entrega de Licencias. El Cenace entrega la Licencia al Centro de Control (de Transportista o Distribuidor) y este a su vez debe dar las Licencias por cada especialidad y cada especialidad a su vez, colocará las Licencias oportunas, con motivo de aumentar la confiabilidad.		

Aclaración	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>5.1.11 De las maniobras para Licencia</p> <p>(...) c. Si la Licencia solicitada es en muerto, el Operador del Cenace, concederá una Licencia al Operador del Centro de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM para la ejecución de maniobras, previo al inicio de las maniobras, el Operador de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, solicitará autorización al Cenace para la ejecución de las maniobras definidas en su catálogo. Tal como lo indica el Procedimiento para Administración de Licencias, de este Manual Regulatorio. Previo a la concesión de la Licencia al Personal de Campo, se libraré el equipo, para lo cual el operador del Cenace otorgará la Licencia al Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM y autorizará la ejecución de maniobras. Posteriormente el Operador del Centro de Control correspondiente coordinará la libranza del equipo para finalmente conceder la licencia al personal de campo.</p> <p>d. Tal como lo indica el Procedimiento para Administración de Licencias, de este Manual Regulatorio, previo a la concesión de la Licencia al Personal de Campo, se libraré el equipo, para lo cual el operador del Cenace otorgará la Licencia al Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM y autorizará la ejecución de maniobras.</p>	Se propone la aclaración sobre la obligación de solicitar al Cenace autorización para ejecutar maniobras definidas en su catálogo y se indica a qué regulación atiende esta obligación: Procedimiento para Administración de Licencias. Todo ello para disminuir la discrecionalidad.		
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>5.1.13 De los disparos con Licencia en vivo</p> <p>Si durante la ejecución de un trabajo en vivo se llegase a disparar el interruptor del equipo bajo Licencia, el Operador del Centro de Control del Transportista, Distribuidor y/o Participante del MEM se comunicará con el responsable de la Licencia, el cual deberá responder inmediatamente e informar si tuvieron algún percance, en cuyo caso no se cerrará el interruptor hasta que el personal quede fuera de peligro. En ningún caso se deberá cerrar el interruptor hasta tener comunicación con el responsable de la Licencia, informando de la condición al Cenace. En caso de poderse energizar el equipo, se debe coordinar con el Cenace para restablecer de acuerdo a sus instrucciones y/o aplicación de procedimientos operativos acordados. Para el caso del Centro de Control del Distribuidor, previo a la realización de la prueba en el circuito disparado, deberá coordinarse con el Participante del MEM confirmando condiciones para realizar la prueba, y una vez energizado el circuito le informará al Participante del MEM que ya cuenta con potencial para poder sincronizarse al SEN.</p>	Se realiza una aclaración sobre una coordinación operativa entre el Centro de Control del Distribuidor y el Participante del MEM, donde el primero debe informar al segundo de que en el circuito donde va a realizar la prueba está disparado y una vez energizado también debe comunicárselo. Todo ello para proteger al personal que realiza las pruebas.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, ya que es una obligación para el Distribuidor.	NO.
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de	<p>5.2.5 De la ejecución de maniobras</p> <p>a. Las maniobras deberán transmitirse de manera electrónica o por voz, forma clara y precisa, identificando el equipo por su nomenclatura oficial y ejecutarse en la secuencia indicada en el Catálogo de Maniobras y dictada por instrucción verbal,</p>	Se sugiere por parte de Distribución, y se propone que las maniobras se transmitan por medios de comunicación acorde al Manual de TIC, de manera que se evite el uso de aplicaciones de redes sociales tales como Whatsapp, mensajes sms etc. (medios de		

	Coordinación Operativa	electrónica o cotejada con el Centro de Control involucrado. Las instrucciones de maniobra deberán ser dictadas por el Operador del Centro de Control y repetidas por el personal que va a ejecutarlas, como una medida de confirmación. Las maniobras deberán transmitirse por canal de comunicación de voz de conformidad con lo establecido en el Manual de TIC, en forma clara y precisa, identificando el equipo por su nomenclatura y ejecutarse en la secuencia indicada en el Catálogo de Maniobras y dictada por instrucción verbal, o cotejada con el Centro de Control involucrado. Las instrucciones de maniobra deberán ser dictadas por el Operador del Centro de Control y repetidas por el personal que va a ejecutarlas, como una medida de confirmación.	comunicación no oficial). Todo ello para aumentar la confiabilidad en la coordinación operativa del SEN.		
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.2.5 De la ejecución de maniobras e. Una vez ejecutadas todas las maniobras, el Operador de la Subestación Eléctrica debe informar al operador del Centro de Control correspondiente y anotar en el Sistema de Información de la Operación, la hora de su ejecución, y este a su vez la hora de finalización al Cenace. e. Cuando el operador del Centro de Control considere que las maniobras son muy complicadas, deberán ser coordinadas entre los involucrados y tendrá la autoridad para ordenar la ejecución paso a paso.	Se propone que el Operador de la Subestación Eléctrica, además de informar al Operador del Centro de Control y anotar en el SIO la hora de la ejecución de la maniobra, también informe al Cenace y anote en el SIO la hora de finalización de la misma. Y se elimina el apartado e) ya que se estima no aporta claridad. Todo ello para aumentar la confiabilidad.	NO. No se observa que genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.2.5 De la ejecución de maniobras g) Para que un equipo quede librado, el Operador del Centro de Control o el personal de campo solicitante de la Licencia debe asegurarse de que este no pueda volver a energizarse. Por lo que deberán desconectar alimentación a bobinas de cierre, cerrar válvulas de la tubería de aire, bloquear mecanismos o alguna otra acción que evite la operación de interruptores y cuchillas. Los interruptores de equipo blindado deberán desacoplarse. Invariablemente el Operador de la Subestación Eléctrica o personal de campo solicitante de la Licencia debe tener la seguridad, por la parte que le corresponde, de que el equipo no tiene peligro de llegar a quedar energizado, así como poner a tierra las partes donde el procedimiento de trabajo así lo requiere, y deberá informar al Operador del Centro de Control correspondiente.	Con motivo de reforzar aspectos fundamentales de seguridad, se propone extender al Operador de la Subestación Eléctrica o personal de campo, el requerimiento de poner a tierra las partes que el procedimiento requiera, además de informar de esto al Centro de Control correspondiente.	NO. No se observa que genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.
Aclaración	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.2.5 De la ejecución de maniobras h. Cuando se libre un equipo, el Operador de la Subestación Eléctrica deberá tomar las medidas necesarias para que no ocurran operaciones erróneas en el equipo relacionado con la Licencia que puedan ocasionar daños al personal, al equipo o algún Disturbio, como ejemplo: bloquear la protección diferencial al librar el interruptor de un banco de transformadores sin transferencia de protecciones, bloquear la protección Buchholz de un transformador que se saque de servicio, bloqueo de transferencias automáticas, automatismos de red o algún otro tipo de bloqueo.	Con motivo de reforzar aspectos fundamentales de seguridad, se incluye entre los ejemplos de Disturbio, el del bloqueo de transferencias automáticas y automatismos de red.		

Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.2.6 De la ejecución de maniobras en condiciones de Emergencia g. Cuando la protección diferencial, Buchholz u otro tipo de protecciones tan importantes como éstas operen a través de un relevador de reposición manual desconectando el equipo que protege, una protección opere un relevador de reposición manual desconectando el equipo que protege, el Operador de Subestación Eléctrica no debe reconectarlo bajo ninguna circunstancia, y avisará inmediatamente al Operador del Centro de Control correspondiente y al responsable del equipo, dando información completa. En general, la energización del equipo deberá hacerse con la autorización del responsable del mismo. En caso de no estar identificada la causa del disparo, para la energización del equipo será necesaria la realización de pruebas eléctricas, a efecto de verificar que el equipo se encuentre en condiciones de energizarse. Si el equipo es diagnosticado con daño, el responsable deberá informar de inmediato al Operador en turno, quien otorgará la Licencia correspondiente y determinará las acciones a seguir en apego al 6.2 de este Manual Regulatorio.	Con motivo de reforzar aspectos fundamentales de seguridad, se propone que se mejore la redacción sobre la acción a tomar por parte del Operador de la Subestación Eléctrica de verificar que el equipo que se encuentre en condiciones de energizarse y en caso contrario (sea diagnosticado con daño), deberá informar al Operador en turno, quien entregará la Licencia correspondiente.		
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.4 Del aprovechamiento y coordinación operativa b. Los Centros de Control solicitarán una única solicitud de Licencia por elemento o equipo de la red a los Centros de Control del Cenace, la cual debe ser la más importante y la de mayor duración. Si existe más de una solicitud asociada a un elemento o equipo, será administrada por los Centros de Control del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM según corresponda.	Con motivo de reforzar aspectos fundamentales de seguridad, se propone que se haga énfasis en que el registro hacia el Cenace siempre debe tener el mayor periodo de tiempo solicitado.		
Aclaración	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.4 Del aprovechamiento y coordinación operativa f. La autorización para el inicio de los trabajos bajo Licencia en la RNT, las RGD y Participante del MEM, es responsabilidad de los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM.	Con motivo de evitar los retrasos de los inicios de maniobra de las licencias de las RNT, se incluye la aclaración de que la responsabilidad es de los Centros de Control de cada responsable en la Licencia, aumentando así la confiabilidad.		
Excepción	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	5.4 Del aprovechamiento y coordinación operativa n. En caso necesario el operador del Cenace podrá comunicarse con el Personal de Campo.	Se añade el inciso n) donde se permite que el Cenace se comunique con el Personal de Campo si lo considera necesario, creando así una excepción a la jerarquía de la coordinación operativa del Procedimiento de Coordinación Operativa, aumentando así la confiabilidad, porque aunque no es una práctica habitual, la excepción debe de existir para casos excepcionales donde el Cenace lo considere necesario para la confiabilidad de la operación del SEN.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	6.2 Atención de Disturbios b. Para la atención de disturbios, los Centros de Control del Transportista, Distribuidor y Participante del MEM, se coordinarán con los Centros de Control del Cenace para informarles de manera oportuna de las condiciones de los elementos bajo su responsabilidad y ejecutarán en todo momento las instrucciones emitidas por el Cenace, deberán	Se propone modificar que para la atención de disturbios, esta se haga por defecto con los Centros de Control del Cenace, sino con el nivel jerárquico superior y bajo la supervisión y coordinación del Cenace.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, ya que la obligación de que	NO.

		<p>coordinarse con el nivel operativo jerárquico superior para restablecer las condiciones operativas bajo la suspensión y coordinación del operador del Cenace y ejecutarán en todo momento las instrucciones emitidas por el Cenace. Debiendo informar al Cenace de manera oportuna las condiciones de los elementos bajo su responsabilidad.</p>	<p>Además, se añade la obligación a los Centros de Control de Transportista, Distribuidor y Participante del MEM de informar de manera oportuna al Cenace de las condiciones de los elementos bajo su responsabilidad, además de la obligación de ejecutar en todo momento las instrucciones que este emita. Todo ello para mejorar la confiabilidad.</p>	<p>integrantes de la industria eléctrica compartan información con el Cenace se recoge el Art. 158 de la LIE.</p>	
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>6.2 Atención de Disturbios c. La coordinación operativa para la atención de disturbios en la RNT y RGD que forman parte del MEM, será la siguiente: (...) vi. El Operador del Transportista, Distribuidor o Participante del MEM, ejecutará la secuencia de restablecimiento instruida por el Cenace, en el que se evaluará la mejor condición para restablecer la mayor cantidad de carga, considerando seccionamientos.</p>	<p>A sugerencia del Cenace, se propone aclarar que la secuencia de restablecimiento instruida por el Cenace tendrá en cuenta la evaluación de la mejor condición de restablecimiento, basándose en restablecer la mayor cantidad de carga, considerando seccionamientos. Esto debido a que el Cenace observó que, en líneas de Transmisión con seccionamiento algunos clientes quedan fuera, y el Cenace en ocasiones no quiere que se seccione y se realice otra prueba para tomar la mayor cantidad de los clientes posibles y seccionando la parte fallada, recortando el área de revisión. Todo ello para disminuir la incertidumbre.</p>	<p>NO. No se observa que la propuesta genere costos a los PM.</p>	
Aclaración	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>6.2 Atención de Disturbios e. El CENACE, los Transportistas, Distribuidores y Participantes del MEM tienen la obligación de restablecer de una manera coordinada, ordenada, segura y confiable las condiciones operativas del SEN ante la presencia de un disturbio, cumpliendo con lo establecido en las Bases del MEM y las disposiciones operativas.</p>	<p>A sugerencia del Cenace, se elimina este apartado e) por ser repetitivo. Disminuyendo así la incertidumbre.</p>		
Aclaración	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN Objetivo Coordinar las acciones que deben realizarse para controlar la tensión en las instalaciones del SEN, incluyendo la RNT y las RGD que corresponden al MEM, a fin de cumplir con los rangos de tensión establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos.</p>	<p>A sugerencia del Distribuidor, se propone que el control de tensión que está a cargo del Cenace no debe incluir los elementos menores de las RGD que no corresponden al MEM, conforme el Art. 3, fracción XV de la LIE. Y de esta manera, se disminuye la incertidumbre.</p>		
Aclaración	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN Descripción de actividades Detección de tendencia a violación de tensión 1. Detectan que uno o varios nodos de las RNT o las RGD del SEN que corresponden al MEM, tienen tendencia a operar o se encuentran operando en valores de tensión fuera de los rangos establecidos en el Manual de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional establecidos en el Código de Red.</p>	<p>A sugerencia del Distribuidor, se propone que el control de tensión que está a cargo del Cenace no debe incluir los elementos menores de las RGD que no corresponden al MEM, conforme el Art. 3, fracción XV de la LIE. Y de esta manera, se disminuye la incertidumbre.</p>		
Aclaración	Manual Regulatorio de	<p>PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN Descripción de actividades Detección de tendencia a violación de tensión</p>	<p>A sugerencia del Distribuidor, se propone modificar que la coordinación se haga por defecto con los Centros de Control del Cenace, sino con el nivel</p>		

	Coordinación Operativa	2. Informa al Op-CENACE nivel jerárquico superior la necesidad de efectuar acciones para el control de tensión.	jerárquico superior. Y de esta manera, se disminuye la incertidumbre.		
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN Descripción de actividades Detección de tendencia a violación de tensión 3. Realiza el análisis con los recursos disponibles y determina la estrategia a seguir para corregir el problema de tensión, retroalimentando a quien haya detectado y reportado la tendencia de violación de tensión la estrategia que se tomará y los responsables de ejecutarla.	Se crea una nueva obligación al Cenace a sugerencia de Distribución, y se propone que el Cenace además de realizar el análisis de los recursos disponibles y determinar la estrategia a seguir para corregir el problema de tensión, retroalimente a quien haya detectado y reportado la tendencia de violación de tensión, la estrategia que se tomará y los responsables a ejecutarla. Y de esta manera, se disminuye la incertidumbre.		
Aclaración	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN Descripción de actividades Acciones en equipos de la RNT para corregir tensión del SEN 6. En coordinación con el Op-RNTEL El Op-Cenace solicita al Op-RNT, que se define la ejecución de algunas de las siguientes acciones para corregir la tensión: (...)	Se mejora la redacción, para disminuir la discrecionalidad.		
Aclaración	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN Descripción de actividades Para las acciones en equipos de las RGD para corregir la tensión del SEN 6. (...) Op-RNT solicita al Op-RGD la ejecución de algunas de las siguientes acciones: Conexión y/o desconexión de capacitores o reactores-buses de Media Tensión en Subestaciones Eléctricas, vigilando que no se incumplan los parámetros establecidos de compensación reactiva. En caso de requerir conexión o desconexión de capacitores en circuitos de Distribución, si el Centro de Control de Distribución manifiesta oportunamente que incumplirá el factor de potencia después de la acción según lo estipulado en el inciso 19.3.3 "Compensación de Potencia Reactiva", de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y RGD, y si después de manifestarlo se ratificara la instrucción para mantener la Confianza, Seguridad, Calidad y Continuidad del Suministro Eléctrico, se ejecutará la acción.	Se sugiere por parte de Distribución que si Cenace requiere que se tomen acciones para el control de tensión en los buses de Media Tensión que requieran conexión o desconexión de capacitores en Distribución, y si el Centro de Control de Distribución manifiesta que así incumplirá con el 19.3.2 de las DACGs de acceso abierto a la RNT y a las RGD, y aún así se ratifica la instrucción, este la ejecutará. Todo ello para disminuir la discrecionalidad. DACGs de acceso abierto a la RNT y a las RGD		
Aclaración	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	PROCEDIMIENTO DE ACCIONES PARA EL CONTROL DE TENSIÓN Descripción de actividades 8. Ejecución de acciones de equipos de las RGD para corregir tensión en el área afectada del SEN.	A sugerencia del Transportista se propone clarificar que la operación en las RGD es responsabilidad del Distribuidor, y que el Transportista debe verificar la		

		<p>8. Op-RGD ejecuta las acciones definidas en el punto 6 en los equipos de las RGD bajo su responsabilidad.</p> <p>Op-RNT verifica que la acción sea efectiva y se haya corregido la tendencia o la problemática de tensión. En caso contrario repetir actividad 6 o utilizar otro recurso. e informa al Op-Cenace. En caso contrario informar al OP-Cenace para determinar en forma conjunta las acciones a tomar. En caso contrario repetir actividad 6 o utilizar otro recurso.</p>	<p>efectividad de la acción e informar de ello al Cenace. Todo ello para disminuir la discrecionalidad.</p>		
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS</p> <p>Alcance</p> <p>El presente procedimiento es aplicable a:</p> <p>a. Centro Nacional de Control de Energía (Cenace);</p> <p>b. Zona de Operación de Transmisión (ZOT);</p> <p>c. Centro de Control de Distribución (CCD);</p> <p>d. Central Eléctrica (CE) / Centro de Control de Generación (CCG);</p> <p>e. Centro de Control del Usuario Calificado (CCUC),</p> <p>f. Centro de Control del Suministrador, (CCS)</p> <p>g. Entidad Responsable de Carga (RDC).</p>	<p>Se propone incluir al Centro de Control de Suministrador, que realizará el control operativo y físico de sus clientes (usuarios finales). Todo ello para disminuir la discrecionalidad.</p>	<p>NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, ya que la obligación de operación física y operativa de los centros de control emana del contrato de Participante del Mercado de cada una de las diferentes modalidades, incluida la del Suministrador.</p>	NO.
Aclaración	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS</p> <p>Criterios utilizados en el proceso de filtrado y autorización de licencias en el Sistema Eléctrico Nacional (...). El Cenace solo autorizará una licencia por elemento o equipo librado y por Centro de Control. El Tercer nivel operativo una vez recibida la licencia correspondiente podrá generar una serie de licencias adicionales locales para las diferentes especialidades, pero siempre vinculadas a la única licencia otorgada por el Cenace. Solo cuando se tengan licencias que involucren un equipo de la RGD que pertenezcan al MEM.</p>	<p>Se propone aclarar que las ZOT's no coordinarán maniobras en toda la RGD y se alinea con el apartado j) del 2.4 del Manual de Programación de Salidas. Todo ello para disminuir la discrecionalidad.</p>		
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS</p> <p>Descripción de actividades</p> <p>Durante la primera quincena A más tardar, el 31 del mes de mayo (...). Las solicitudes deberán estar previamente filtradas por los Centros de Control correspondientes o por el personal de los Participantes del Mercado con base en criterios aprobados, el programa resultante será revisado y aprobado por el Cenace a más tardar el 31 de julio del mismo año. Posteriormente, acorde al "Manual de Programación de Salidas", dicho programa debe ser revisado de manera trimestral, por las entidades involucradas y el Cenace.</p>	<p>Se realiza una modificación para alinear este procedimiento con la Tabla 1 del Manual del MEM de Programación de Salidas. Todo ello para disminuir la discrecionalidad.</p> <p>Manuales del MEM</p>		

Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO PARA ADMINISTRACIÓN DE LICENCIAS</p> <p>Descripción de actividades</p> <p>Actividades: 1.b, 3, 7, 8, 9, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 21 y 22.</p> <p>1.b Detección de necesidades de mantenimiento</p> <p>3. Envío de solicitud de licencia</p> <p>7. Reprogramación o cancelación de solicitud</p> <p>8. Definición de inicio de maniobras</p> <p>9. Solicitud de autorización para ejecución de maniobras</p> <p>12. Ejecución de maniobras</p> <p>13. Notificación de Terminación de Obras</p> <p>14. Otorgamiento de licencias</p> <p>15. Trabajos especializados en la solicitud de la Licencia</p> <p>17. Notificación de terminación de trabajos de la licencia</p> <p>18. Retiro de licencias</p> <p>21. Normalización de elementos</p> <p>22. Licencia de emergencia por salida forzada</p>	Se propone incluir al Centro de Control de Suministrador, que realizará el control operativo y físico de sus clientes (usuarios finales), para alinear el Código de Red con el Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador, y así disminuir la discrecionalidad.		
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO DE RESTABLECIMIENTO Alcance</p> <p>e. Centro de Control del Usuario Calificado y sus operadores Suministrador (SUM).</p>	Se propone incluir al Centro de Control de Suministrador, que realizará el control operativo y físico de sus clientes (usuarios finales), para alinear el Código de Red con el Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador, y así disminuir la discrecionalidad.		
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO DE RESTABLECIMIENTO</p> <p>Descripción de actividades</p> <p>Actividades: 1, 4, 5 y 7 (se incluye el SUM dentro de la columna de responsable)</p> <p>1. Detección del disturbio</p> <p>4. Determinación del origen del disturbio</p> <p>5. Detección de estrategia de restablecimiento</p> <p>7. Documentación de los eventos ocasionados por el disturbio</p>	Se propone incluir al Centro de Control de Suministrador, que realizará el control operativo y físico de sus clientes (usuarios finales), para alinear el Código de Red con el Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador, y así disminuir la discrecionalidad.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, ya que la obligación del Suministrador emana del Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador.	NO.
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA</p> <p>1.2 Intercambio de información post-disturbio</p> <p>Disturbios de alta relevancia: Disparo con afectaciones de carga mayor a 100 MW o generación igual o superior a 30 600 MW, independientemente del tiempo de duración. Barridas de barras, Inundaciones o incendios en instalaciones de la RNT, RGD, CCG ó de Usuario Calificado, Torres de transmisión caídas o ladeadas, eventos meteorológicos como Huracanes o depresiones tropicales, sismos que conlleven disparos de</p>	Se propone recategorizar la relevancia, considerando para los sistemas de Baja California, Mulegé y Baja California Sur los valores adecuados.		

		<p>elementos, operación de esquemas de Baja Frecuencia, Disparos de elementos debido a personal accidentado, tiros de carga manual y explosiones de equipo primario.</p> <p>Disturbios de media relevancia: Disturbios con afectaciones de carga o generación menores mayor a 30 MW y menor a 100 MW o generación menor a 600 MW pero igual o mayor a 50 MW, independientemente del tiempo. pero iguales o mayores a 10 MW, Disparos múltiples sin afectaciones de carga, operación de esquemas de Bajo Voltaje, Fallas permanentes en líneas de transmisión y Disparos múltiples con y sin afectación de carga.</p> <p>También se consideran disturbios de media relevancia, los disturbios con afectación de carga o generación de entre 10 MW y 50 MW, ambos valores incluidos, con una duración mayor a 5 minutos; disparos múltiples con y sin afectación de carga y disparos de CEV.</p> <p>Disturbios de baja relevancia: Disparos de elementos debido a vandalismo, maniobras erróneas, disparos de líneas debido a personas ajenas al SEN accidentadas, disparos transitorios de líneas.Disturbios con afectaciones de carga menor a 30 MW o generación menor a 50 MW, que no se hayan registrado ya como Disturbios de media relevancia.</p> <p>Disturbios de baja relevancia 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.</p> <p>Disparo de elemento o equipo asociado sin afectación de carga o generación, debido a vandalismo, maniobras erróneas, a personas ajenas al SEN y sismos.</p>			
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA</p> <p>1.2 Intercambio de información post-disturbio</p> <p>El flujo de información dependiendo de la magnitud del disturbio se realizará de la siguiente manera:</p> <p>Disturbio de alta relevancia:</p> <p>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.</p> <p>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</p>	Se propone incluir al Centro de Control de Suministrador, que realizará el control operativo y físico de sus clientes (usuarios finales), para alinear el Código de Red con el Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador, y así disminuir la discrecionalidad.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, ya que la obligación del Suministrador emana del Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador.	NO.

		<p>lo registrará en el SRD, de conformidad con el formato correspondiente.</p> <p>(...)</p> <p>d. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM que estén involucrados en el disturbio realizarán un Reporte Completo del evento 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 a más tardar 72 horas después de la ocurrencia del disturbio, 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.</p> <p>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>e. El CENACE a más tardar 96 horas, si no hubo prórroga, y de 144 horas, si hubo prórroga, después de ocurrido el evento disturbio, enviará el Reporte Definitivo del Disturbio al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.</p> <p>f. El Transportista, Distribuidor y Participante del MEM deberán registrar en el SRD el Reporte Definitivo del Disturbio, así como la información requerida.</p>			
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA</p> <p>1.2 Intercambio de información post-disturbio</p> <p>El flujo de información dependiendo de la magnitud del disturbio se realizará de la siguiente manera:</p> <p>Disturbio de media relevancia:</p> <p>a. Los Operadores del CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC a través del SIO informará lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas.</p> <p>b. 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>	Se sugiere por parte del Transportista, y se propone incluir al Centro de Control de Suministrador, que realizará el control operativo y físico de sus clientes (usuarios finales). Todo ello para alinear el Código de Red con el modelo de contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, ya que la obligación del Suministrador emana del Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador (inciso n) de la Cláusula Quinta).	NO.

		c. El Cenace recopilará todos los eventos que clasifiquen en esta categoría y enviará un Reporte complete Definitivo del Disturbio al Transportista, Distribuidor y Participante del MEM involucrado.			
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA</p> <p>1.2 Intercambio de información post-disturbio</p> <p>El flujo de información dependiendo de la magnitud del disturbio se realizará de la siguiente manera:</p> <p>Disturbio de baja relevancia:</p> <p>a. Los Operadores del Cenace, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC a través del SIO informarán lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas. Para este tipo de eventos no se generará ningún reporte escrito del disturbio.</p> <p>b. 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>	Se propone incluir al Centro de Control de Suministrador, que realizará el control operativo y físico de sus clientes (usuarios finales), para alinear el Código de Red con el Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador, y así disminuir la discrecionalidad.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, ya que la obligación del Suministrador emana del Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador (inciso n) de la Cláusula Quinta)..	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	<p>PROCEDIMIENTO DE COMUNICACIÓN Y COORDINACIÓN OPERATIVA</p> <p>1.2 Intercambio de información post-disturbio</p> <p>El flujo de información dependiendo de la magnitud del disturbio se realizará de la siguiente manera:</p> <p>Disturbio de mínima relevancia:</p> <p>a. Los Operadores del CENACE, RNT, RGD, CCG, SUM y RDC, a través del SIO, informarán lo ocurrido en el disturbio a las entidades involucradas. Para este tipo de eventos no requiere generar reportes escritos.</p> <p>b. 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>	Se propone incluir al Centro de Control de Suministrador, que realizará el control operativo y físico de sus clientes (usuarios finales), para alinear el Código de Red con el Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador, y así disminuir la discrecionalidad.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, ya que la obligación del Suministrador emana del Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador (inciso n) de la Cláusula Quinta)..	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN ENTRE CENACE-TRANSPORTISTA-SUMINISTRADOR PARA EL CONTROL OPERATIVO Y FÍSICO DE USUARIOS CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN (Nuevo, en 2019 05 29_ Código de Red_ con control de cambios	Las obligaciones a las que se refiere este procedimiento ya están establecidas en el Contrato de Participante del Mercado en la Modalidad de Suministrador (cláusulas quinta y sexta). Se pretende con este manual aumentar la confiabilidad a través de una mejor coordinación entre los usuarios en Alta Tensión.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, ya que la obligación del Suministrador emana del Contrato de Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador (inciso n) de la Cláusula Quinta)..	NO.

Obligación	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	PROCEDIMIENTO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE DISTURBIOS DE ALTA Y MEDIA RELEVANCIA EN INSTALACIONES DEL MEM QUE OCASIONEN INTERRUPTIÓN PROLONGADA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO (Nuevo, en 2019 05 29_ Código de Red_ con control de cambios)	Las obligaciones a las que se refiere este procedimiento ya están establecidas en la Constitución, LIE, RLIE, Bases del Mercado, Código de Red, DACGs de Acceso Abierto a la RNT y las RGS, Estricta separación legal de la CFE y Resolución de la separación contable de la CFE.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado, ya que las obligaciones están establecidas en a Constitución, LIE, RLIE, Bases del Mercado, Código de Red, DACGs de Acceso Abierto a la RNT y las RGS, Estricta separación legal de la CFE y Resolución de la separación contable de la CFE.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	1.1 Aplicabilidad de los requerimientos. Es de aplicación para todas las Centrales Eléctricas que pretendan la interconexión al SEN, así como las que se encuentran interconectadas al SEN después de abril de 2016 (publicación de la primera versión del Código de Red) o a esa fecha ya hubiesen sido informados por el Cenace de los resultados de los Estudios de Instalaciones. Con la excepción de algunas Centrales Eléctricas por contar con tecnología limitada y deberá estar justificado al Cenace y tecnologías emergentes, a las que se refiere el Título 2 de este Manual Regulatorio. La Central Eléctrica de tipo A, que se define en el punto 1.2 de este Manual Regulatorio, debe cumplir con los requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia, además de cualquier requerimiento que le aplique conforme a la "Ley de la Industria Eléctrica" publicada en el DOF del 11/08/2014, las "Bases del Mercado" publicadas en el DOF del 08/09/2015, el "Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW" publicado en el DOF del 15/12/2016 y la Resolución RES/142/2017 publicada en el DOF del 07/03/2017. Por lo tanto, los requerimientos de este Manual Regulatorio son de obligación para las Centrales Eléctricas de tipo B, C y D.	Se exige del cumplimiento del Código de Red a las Centrales Eléctricas tipo A y se referencian las obligaciones a este tipo de Centrales Eléctricas al Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW. Todo ello para disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al	2.1 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo A Definición de las zonas de frecuencia con requerimiento mínimo de operación sin desconexión a red (...) i-La Central Eléctrica, durante su vida útil, debe mantenerse interconectada a la red y operando dentro de los rangos de frecuencia y tiempos definidos en la Tabla 2. Por área síncrona, distinguiendo 2 áreas síncronas, la primera conformada por los sistemas SIN y SIBCA, y la segunda por los sistemas SIBCS y	Se modifica la redacción, para disminuir la discrecionalidad. También se modifica la Tabla 2.1.2: se eliminan los rangos de frecuencia de 61.8-62.8 Hz y 57-58.2 Hz con un tiempo mínimo de operación de 15 minutos, en las áreas síncronas SIN y SIBCA. También se modificaron los rangos de frecuencia de 61.2-61.8 Hz y 58.2-58.8 Hz por 61.2-62 Hz y 57.5-58.8 Hz, respectivamente, por un tiempo mínimo de 30 minutos a 10 min, para las	NO. No se observa que la propuesta genere costos a los Participantes del Mercado.	NO.

	Sistema Eléctrico Nacional	<p>SIM, se determinan los tiempos mínimos que la Central Eléctrica debe de permanecer en operación, según la Tabla 2.1.2.</p> <table border="1" data-bbox="474 154 1024 1006"> <thead> <tr> <th>Área sincro na</th> <th>Rango de frecuencias</th> <th>Tiempo mínimo de operación</th> <th>Zo na</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">SIN y SIBC</td> <td>61.8 Hz ≤ f < 62.4 Hz</td> <td>15 minutos</td> <td></td> </tr> <tr> <td>61.2 Hz ≤ f < 62.4 Hz</td> <td>30 minutos</td> <td>ZO NA 2</td> </tr> <tr> <td>f1= 58.8 Hz ≤ f < f2=61.2 Hz</td> <td>Ilimitado</td> <td>ZO NA 1</td> </tr> <tr> <td>57.58.2 Hz ≤ f < 58.8 Hz</td> <td>30 minutos</td> <td>ZO NA 2</td> </tr> <tr> <td>57.0 Hz ≤ f < 58.2 Hz</td> <td>15 minutos</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="5">SIBCS y SIM</td> <td>61.8 Hz ≤ f < 63.0 Hz</td> <td>15 minutos</td> <td>ZO NA 3</td> </tr> <tr> <td>61.3 Hz ≤ f < 61.8 Hz</td> <td>30 minutos</td> <td>ZO NA 2</td> </tr> <tr> <td>58.8 Hz ≤ f < 61.2 Hz</td> <td>Ilimitado</td> <td>ZO NA 1</td> </tr> <tr> <td>58.2 Hz ≤ f < 58. Hz</td> <td>30 minutos</td> <td>ZO NA 2</td> </tr> <tr> <td>57.0 Hz ≤ f < 58.2 Hz</td> <td>15 minutos</td> <td>ZO NA 3</td> </tr> </tbody> </table>	Área sincro na	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo de operación	Zo na	SIN y SIBC	61.8 Hz ≤ f < 62.4 Hz	15 minutos		61.2 Hz ≤ f < 62.4 Hz	30 minutos	ZO NA 2	f1= 58.8 Hz ≤ f < f2=61.2 Hz	Ilimitado	ZO NA 1	57.5 8.2 Hz ≤ f < 58.8 Hz	30 minutos	ZO NA 2	57.0 Hz ≤ f < 58.2 Hz	15 minutos		SIBCS y SIM	61.8 Hz ≤ f < 63.0 Hz	15 minutos	ZO NA 3	61.3 Hz ≤ f < 61.8 Hz	30 minutos	ZO NA 2	58.8 Hz ≤ f < 61.2 Hz	Ilimitado	ZO NA 1	58.2 Hz ≤ f < 58. Hz	30 minutos	ZO NA 2	57.0 Hz ≤ f < 58.2 Hz	15 minutos	ZO NA 3	<p>mismas áreas sincronas, para alinear estos valores con los valores que se utilizan en las pruebas de desempeño que realiza el Cenace. También se añade el nombre de las Zonas 1, 2 y 3 para los 2 grupos de zonas sincronas (SIN y SIBC por un lado y SIBCS y SIM por otro), donde la Zona 1 es la Zona de operación de forma ilimitada. Todo ello para mejorar la confiabilidad.</p>		
Área sincro na	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo de operación	Zo na																																						
SIN y SIBC	61.8 Hz ≤ f < 62.4 Hz	15 minutos																																							
	61.2 Hz ≤ f < 62.4 Hz	30 minutos	ZO NA 2																																						
	f1= 58.8 Hz ≤ f < f2=61.2 Hz	Ilimitado	ZO NA 1																																						
	57.5 8.2 Hz ≤ f < 58.8 Hz	30 minutos	ZO NA 2																																						
	57.0 Hz ≤ f < 58.2 Hz	15 minutos																																							
SIBCS y SIM	61.8 Hz ≤ f < 63.0 Hz	15 minutos	ZO NA 3																																						
	61.3 Hz ≤ f < 61.8 Hz	30 minutos	ZO NA 2																																						
	58.8 Hz ≤ f < 61.2 Hz	Ilimitado	ZO NA 1																																						
	58.2 Hz ≤ f < 58. Hz	30 minutos	ZO NA 2																																						
	57.0 Hz ≤ f < 58.2 Hz	15 minutos	ZO NA 3																																						
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	<p>2.2.1 Respuesta ante rapidez de cambio de frecuencia: i. Las Centrales Eléctricas deberán mantenerse interconectadas a la red y operando ante razones de cambio de la frecuencia respecto al tiempo, de hasta 2.5 Hz/s para Centrales Eléctricas sincronas; y de 2.0 Hz/s para Centrales Eléctricas asincronas. Para estas últimas, el requerimiento se podrá actualizar si se justifica mediante estudios técnicos, en términos de la seguridad del SEN, y en su caso, la CRE con apoyo del Comité de Confiabilidad establecerá un periodo transitorio para su implementación. En relación a la variación de la frecuencia eléctrica en el punto de interconexión, las Centrales Eléctricas deberán mantenerse interconectadas a la red y operando con normalidad aun cuando la frecuencia presente cambios con rapidez (ROCOF, por sus siglas en inglés) de hasta 2 Hz/s para Centrales Eléctricas sincronas y de 2.5 Hz/s para Centrales Eléctricas asincronas, determinada por diferencia en mediciones de 1 segundo. Este requerimiento se podrá adecuar</p>	<p>Se modifica la redacción para disminuir la discrecionalidad y se modifican los valores de la relación a la variación de frecuencia eléctrica en el punto de interconexión de las Centrales Eléctricas: de 2.5 Hz/s de las sincronas a 2 Hz/s y de 2 Hz/s de las asincronas a 2.5 Hz/s. Se realiza la propuesta en el Grupo de Trabajo de Interconexión y se aprueba en este grupo y posteriormente en el Comité Consultivo de Confiabilidad. Todo ello para mejorar la confiabilidad del SEN.</p>	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el PM.	NO.																																				

		en el caso de alguna Central Eléctrica particular que tecnológicamente lo justifique de manera satisfactoria.			
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Coordinación Operativa	2.2.2 Control primario de frecuencia Figura. 2.2.2 A Capacidad máxima Capacidad Instalada Neta	Se modifica capacidad máxima en la figura por capacidad instalada neta, ya que para las Centrales Eléctricas Asíncronas la potencia de referencia no podría ser la capacidad máxima, ya que la capacidad depende del recurso primario.		
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	2.2.2 Control primario de frecuencia Tabla 2.2.2 A	Se propone modificar los rangos de regulación de potencia activa en relación a la potencia de referencia, como se muestra en la Tabla 2.2.2 A, para turbina de gas y para ciclo combinado. Para turbina de gas este rango disminuye de 20%-100% a 50%-95%, y para ciclo combinado se elimina este tipo de regulación de potencia ya que este tipo de tecnología no contribuye a la respuesta ante variaciones de frecuencia por ser dependiente de la producción de vapor de los recuperadores de calor.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado, ya que el rango de requerimiento es menos restrictivo que el anterior.	NO.

		Tecnología de la Central Eléctrica y su tipo principal de combustible	Rango de regulación de potencia activa en relación a la potencia de referencia (%)			
		Carboeléctrica a base de carbón pulverizado	35 - 100			
		Termoeléctrica a base de combustóleo	20 - 100			
		Termoeléctrica a base de gas	20 - 100			
		Termoeléctrica a base de biogás	35 - 100			
		Termoeléctrica a base de paja o madera	50 - 100			
		Carboeléctrica a base de carbón sólido	50 - 100			
		Termoeléctrica a base de biomasa	70 - 100			
		Motor de gas	50 (35 % al menos 5 minutos) - 100			
		Turbina de gas	20-50 -100-95			
		Ciclo combinado- ⁴³	20% para la turbina de gas -100			
			75% para la turbina de vapor -100			
		Motor Diésel	50 (20 % al menos 5 minutos) - 100			
		Central Geotérmica	50 - 100			
		Central eólica	0 - 100			
		Central fotovoltaica	0 - 100			
		Hidroeléctrica	0 - 100			
		Nucleoeléctrica	50 - 100			
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la	2.2.2 Control primario de frecuencia viii. La Central Eléctrica debe responder a la frecuencia desde el límite máximo de regulación al límite mínimo de regulación y viceversa en un tiempo máximo de 15 minutos. Al especificar el tiempo, el CENACE tomará en cuenta el margen de potencia		Se mejora la redacción de la obligación para disminuir la incertidumbre.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el	NO.

	Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	<p>activa y la fuente primaria de energía de la Central Eléctrica. Dentro de los límites de tiempo especificados, el control de potencia activa no debe tener ningún impacto adverso en la respuesta a la frecuencia de la Central Eléctrica.</p> <p>La Figura 5 ejemplifica el comportamiento que la Central Eléctrica debe cumplir ante los modos de respuesta de potencia activa ante baja y alta frecuencia, así como el control primario de frecuencia.</p> <p>f. Tiempo máximo de respuesta por regulación de frecuencia entre su rango de regulación de potencia activa.</p> <p>La Central Eléctrica debe responder a la frecuencia desde el límite máximo de regulación al límite mínimo de regulación de potencia activa mostrados en la Tabla 2.2.2 A, o viceversa, en un tiempo máximo de 15 minutos. Al especificar el tiempo, el Cenace tomará en cuenta el margen de potencia activa y la fuente primaria de energía de la Central Eléctrica. Dentro de los límites de tiempo especificados, el control de potencia activa no debe tener ningún impacto adverso en la respuesta a la frecuencia de la Central Eléctrica.</p>		Participante del Mercado.	
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	<p>2.2.4 Respuesta ante baja frecuencia</p> <p>i. La Central Eléctrica debe activar su control de la potencia activa en respuesta a una condición de baja frecuencia como se muestra en la Figura 2.2.2 A. Este control debe activarse a partir de que exista una variación negativa de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2 A, con una característica de regulación en el rango de 3 % a 8 %. El ajuste de la característica de regulación lo definirá el Cenace de acuerdo a la necesidad del sistema y cuando la Central Eléctrica no esté en línea, por ejemplo, en la siguiente salida por mantenimiento. La Central Eléctrica debe proveer un incremento de potencia activa hasta su Capacidad instalada. La entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad instalada ante baja frecuencia y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía o a la Capacidad instalada de la Central Eléctrica. La respuesta de potencia activa debe ser activada en menos de 2 segundos, en caso de no ser técnicamente factible este tiempo debe ser razonablemente justificado; ¶</p> <p>ii. Dado que la entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad instalada y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía ante baja frecuencia, las Centrales Eléctricas Asíncronas deberán participar en la regulación primaria ante baja frecuencia entregando potencia activa en el punto de interconexión en tanto las condiciones ambientales como operativas lo permitan, entendiéndose como condición ambiental aquella en que la generación de energía es posible</p>	<p>Con motivo de disminuir la discrecionalidad sobre cuándo el Cenace realiza el ajuste de la característica de regulación de una Central Eléctrica de acuerdo a la necesidad del SEN, se especifica que esto tendría lugar cuando esta no esté en línea (por ejemplo, cuando está en mantenimiento).</p> <p>También se añade el inciso ii. relativo a la interpretación que hizo la CRE sobre el Código de Red y la respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas ante situaciones de la red de baja frecuencia por medio del Oficio UE-240/14073/2018. para disminuir la discrecionalidad.</p>	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.

		de conformidad con la disponibilidad de la fuente primaria de energía, y entendiéndose como condición operativa, aquella en que este tipo de Centrales hayan recibido previamente una instrucción por parte del Cenace de generar por debajo de su potencia de referencia. Dicha instrucción solo podrá emitirse en los momentos de declaratoria de Estado Operativo de Alerta y Emergencia del sistema; y			
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	2.2.6 Control abilidad de potencia activa y su rango de control i. La Central Eléctrica debe ajustar el valor de consigna de potencia activa como le sea instruido por el Cenace. La Central Eléctrica implementará el valor de consigna con una rampa dentro de un periodo y una tolerancia definidos , previamente definida entre por el CENACE y la Central Eléctrica, durante los Estudios de Interconexión. sujeito a la disponibilidad en tiempo real de recursos de la fuente primaria de energía o a la capacidad instalada de la Central Eléctrica.	Se modifica la redacción para reducir la incertidumbre sobre cuándo el Cenace, junto con la Central Eléctrica, deben definir la rampa de control de potencia activa. Se propone que se decida durante los Estudios de Interconexión de la Central Eléctrica.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	2.4.1 Monitoreo de tiempo real del control primario y secundario de frecuencia ii. En caso de ser necesario, el Cenace especificará señales adicionales y dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema que debe proporcionar la Central Eléctrica de acuerdo con las condiciones del SEN, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión.	Se modifica la redacción para reducir la incertidumbre sobre cuándo el Cenace, especificará las señales adiciones y dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico de SEN que debe de proporcionar la Central Eléctrica de acuerdo a las condiciones del SEN, especificando que tendrá lugar durante los Estudios de Interconexión.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	3.2.2 Sistema de control de tensión para CE Síncrona tipo B i. En relación con el sistema de control de tensión, la Central Eléctrica síncrona debe estar equipada con un sistema de control automático de excitación permanente que pueda proporcionar una tensión constante en las terminales de la Central Eléctrica a una consigna seleccionable, sin causar inestabilidad en todo el rango de operación.	Se corrige una contradicción del Código de Red. Los requerimientos técnicos de las Centrales Eléctricas se realizan a nivel punto de interconexión, y no en las terminales de la Central Eléctrica.		
Mejora regulatoria	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la	3.3.2. Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para CE Síncronas tipo C i. La Central Eléctrica síncrona debe cumplir el perfil V-Q/P _{máx} de conformidad con la Figura 5 y la Tabla 8. A. Las dimensiones de la envolvente del perfil V-Q/P_{máx} deben estar dentro del rango especificado en la Tabla 8.	Se revisa la explicación del cumplimiento, realizando una simplificación para mejorar la comprensión de la obligación.		

	<p>Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional</p>	<p>B.- La posición del marco interior El marco discontinuo del perfil V Q/P_{máx}, debe estar dentro de los límites de la envolvente fijados en el marco exterior fijo de la Figura 6 representa los valores no obligatorios de operación, que corresponden a lo especificado en la Tabla 8; y</p> <p>C.- La posición del Requerimiento Mínimo del perfil V Q/P_{máx}, o área blanca de la Figura 6 corresponde a lo especificado en la Tabla 8;</p> <p>D.- Para perfiles que no sean rectangulares, el rango de tensión, en la Tabla 8, representa los valores máximos y mínimos.</p> <table border="1" data-bbox="485 428 1012 1034"> <tr> <td data-bbox="485 428 695 651"> <p>Área sincrona Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</p> </td> <td data-bbox="695 428 808 651"> <p>Rango máximo de Q/P_{máx}</p> </td> <td data-bbox="808 428 1012 651"> <p>Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (pu)</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="485 651 695 927"> <p>Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé Marco de línea discontinua</p> </td> <td data-bbox="695 651 808 927"> <p>± 0.5</p> </td> <td data-bbox="808 651 1012 927"> <p>± 0.05 (V_{máx}, V_{min})</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="485 927 695 1034"> <p>Área Blanca o Requerimiento Mínimo</p> </td> <td data-bbox="695 927 808 1034"> <p>± 0.33</p> </td> <td data-bbox="808 927 1012 1034"> <p>(V_{máx}, V_{min})</p> </td> </tr> </table> <p>Tabla 8. Parámetros del Marco Interior y Área Blanca o Requerimiento Mínimo de las Figura 6 y 10 para Centrales Eléctricas síncronas y asíncronas, respectivamente.</p> <p>V_{máx} = 1.05 V_{nominal} V_{min} = 0.95 V_{nominal}</p>	<p>Área sincrona Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</p>	<p>Rango máximo de Q/P_{máx}</p>	<p>Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (pu)</p>	<p>Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé Marco de línea discontinua</p>	<p>± 0.5</p>	<p>± 0.05 (V_{máx}, V_{min})</p>	<p>Área Blanca o Requerimiento Mínimo</p>	<p>± 0.33</p>	<p>(V_{máx}, V_{min})</p>			
<p>Área sincrona Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</p>	<p>Rango máximo de Q/P_{máx}</p>	<p>Rango máximo de nivel de tensión en régimen permanente en (pu)</p>												
<p>Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé Marco de línea discontinua</p>	<p>± 0.5</p>	<p>± 0.05 (V_{máx}, V_{min})</p>												
<p>Área Blanca o Requerimiento Mínimo</p>	<p>± 0.33</p>	<p>(V_{máx}, V_{min})</p>												
<p>Obligación</p>	<p>Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema</p>	<p>3.5.2 Respuesta de corriente ante fallas simétricas para Centrales Eléctricas asíncronas tipo B</p> <p>i. En caso de ser necesario, el CENACE especificará que una Central Eléctrica asíncrona sea capaz de proporcionar una respuesta rápida de corriente de falla en caso de fallas simétricas (3 fases).</p> <p>i. En caso de ser necesario, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión, el Cenace especificará que una Central</p>	<p>Se elimina la discrecionalidad de cuándo el Cenace especificará a una Central Eléctrica Asíncrona que proporcione respuesta rápida de soporte de tensión antes fallas simétricas.</p>	<p>NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.</p>	<p>NO.</p>									

	Eléctrico Nacional	Eléctrica Asíncrona proporcione respuesta rápida de soporte de tensión ante fallas simétricas (3 fases).			
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	<p>3.5.2 Respuesta de corriente ante fallas asimétricas para Centrales Eléctricas asíncronas tipo B</p> <p>En caso de ser necesario, el CENACE especificará que una Central Eléctrica asíncrona sea capaz de proporcionar una respuesta rápida de aporte de corriente de falla en caso de fallas asimétricas (1 fase o 2 fases), durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión.</p> <p>En caso de ser necesario, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión, el Cenace especificará que una Central Eléctrica Asíncrona proporcione respuesta rápida de soporte de tensión ante fallas asimétricas (1 fase o 2 fases).</p>	Se elimina la discrecionalidad de cuándo el Cenace especificará a una Central Eléctrica Asíncrona que proporcione respuesta rápida de soporte de tensión antes fallas asimétricas.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.
Obligación (eliminación)	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	<p>3.6 Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D</p> <p>a. Capacidad de potencia reactiva</p> <p>i. Con base a los estudios de interconexión y los requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, el Cenace podrá deberá verificar especificar la potencia reactiva complementaria que la Central Eléctrica cumple con los requerimientos de V-Q/Pmax en el punto de interconexión que debe facilitar una Central Eléctrica asíncrona.</p>	Se elimina la necesidad de que el Cenace con base en los requerimientos del MEM especifique qué características de potencia reactiva debe facilitar una Central Eléctrica Asíncrona, debido a que este requerimiento corresponde a las Reglas del Mercado, eliminando así la discrecionalidad.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	<p>3.6.1 Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D</p> <p>i. La Central Eléctrica síncrona debe tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y 0.95 en adelante en el punto de interconexión.</p> <p>ii. La Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe cumplir el perfil V-Q/Pmáx de conformidad con los siguientes principios: la Tabla 8 y Figura 7.</p> <p>A. Las dimensiones de la envolvente del perfil V-Q/Pmáx deben estar dentro del rango especificado en la Tabla 9;</p> <p>BA. La posición del marco interior Las dimensiones de la envolvente del Área Blanca o Requisito Mínimo del perfil V-Q/Pmáx, debe estar dentro del rango especificado en la Tabla 9 los límites de la envolvente fijados en el marco exterior fijo de la Figura 6- y</p>	<p>Se elimina incertidumbre sobre el requerimiento de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D.</p> <p>Además, también se elimina incertidumbre sobre el cuándo el Cenace define el tiempo de cambio de punto de operación, de manera que este tenga lugar al momento de los estudios de interconexión.</p>	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado	NO.

		<p>CB. Para perfiles que no sean rectangulares, el rango de tensión, en la Tabla 9, representa los valores máximos y mínimos.</p> <p>ii. La Central Eléctrica asincrónica debe moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil V-Q/P_{máx} en el tiempo definido por el Cenace, durante los Estudios de Interconexión.</p>			
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	<p>3.6.3 Modos de control de potencia reactiva automático para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D</p> <p>i. La Central Eléctrica asincrónica debe proporcionar potencia reactiva automáticamente por cualquiera de los modos de control: control de tensión, control de potencia reactiva o control de factor de potencia, la consigna será enviada por el CENACE de forma remota y el Cenace durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión definirá la prioridad de regulación en uno de los 3 modos de control;</p> <p>ii. A efectos del modo de control de tensión, la Central Eléctrica asincrónica debe contribuir al control automático de la tensión mediante la entrega de potencia reactiva a la red con un rango de consigna de tensión de al menos 0.95 a 1.05 pu, en pasos no superiores a 0.01 pu, con una pendiente definida por el Cenace, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión, en pasos no mayores que 0.5 %;</p> <p>iii. La consigna puede ser operada con o sin una banda muerta definida por el Cenace en un rango de 0 a ± 5% 0.1 0.5% de la tensión nominal de la red en pasos no mayores de 0.1 0.5%;</p> <p>iv. A efectos del modo de control de potencia reactiva, la Central Eléctrica asincrónica debe alcanzar la consigna solicitada por el Cenace con una configuración de pasos no mayores de 10 MVar o 5% (lo que sea menor) de la potencia reactiva máxima;</p> <p>v. A efectos del modo de control de factor de potencia, la Central Eléctrica asincrónica debe controlar el factor de potencia automáticamente dentro del rango de potencia reactiva requerida, especificada por el CENACE, con un factor de potencia objetivo en pasos no mayores que 0.002 0.01; e</p> <p>vi. Independientemente del modo de control, la respuesta ante el cambio de consigna en la Central Eléctrica asincrónica debe lograr el 90% de la consigna dentro de un tiempo t1 máximo de 3 segundos, y debe ubicarse en el valor especificado en un tiempo t2 máximo de 5 segundos, con una tolerancia de consigna en estado estable no mayor que 0.5% para control de tensión, 0.1% para control de factor de potencia, y hasta 2% para control de potencia reactiva. La tolerancia será medida respecto al valor de consigna.</p> <p>Tras una variación de tensión, la Central Eléctrica Asíncrona deberá, cuando lo requiera el Cenace, cumplir con un 90 % de la variación de la salida de potencia reactiva en un tiempo t1 entre 1 y 5 segundos, además de estabilizarse en el valor definido por la pendiente dentro de un tiempo t2 entre 5 y 60</p>	<p>Se elimina la incertidumbre sobre los modos de control de potencia reactiva: el Cenace definirá durante los Estudios de Interconexión la prioridad de 1 sobre los 3 modos de control (control de tensión, control de potencia reactiva o control de factor de potencia).</p> <p>Se elimina también la incertidumbre sobre cuándo el Cenace define una pendiente del control de tensión de una Central Eléctrica Asíncrona, debiendo ocurrir durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión.</p> <p>Se propone la modificación de los siguientes requerimientos, a sugerencia de la iniciativa privada y con el respaldo del Comité Consultivo de Confiabilidad, para mejorar la confiabilidad del SEN:</p> <ul style="list-style-type: none"> - el rango de la banda muerta y los pasos de operación de la consigna: de 0±1% a 0±5% de la tensión nominal de la red y en pasos de 0.1 a 0.5%, respectivamente. - los pasos de control de potencia reactiva que debe tener en cuenta una Central Eléctrica Asíncrona de 1 MVar o el 5% (lo que sea mayor) a 10 MVar o el 5% (lo que sea mayor). - Los pasos para alcanzar la consigna de factor de potencia de 0.002 a 0.01. <p>Se elimina la incertidumbre sobre cómo debe comportarse una Central Eléctrica Asíncrona cuando reciba instrucción del Cenace sobre control de potencia reactiva, debiendo esta cumplir con el 90% de la consigna en un tiempo de 1-5 segundos y alcanzar el 100% de la consigna en el tiempo de 5-60 segundos, con una tolerancia de potencia reactiva en régimen permanente no superior al 5% de la potencia reactiva máxima. En caso de no poder cumplirse con esta consigna de operación, la Central Eléctrica Asíncrona debe realizar una justificación técnica a revisión de Cenace, donde se demuestre el impacto de la topología y componentes que integran la Central Eléctrica, y a aprobación de excepción de cumplimiento de la CRE.</p>	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado, ya que el nuevo requerimiento de rangos de las consignas aumenta, por lo tanto, la obligación es menos restrictiva que anteriormente.	NO.

		segundos, con una tolerancia de la potencia reactiva en régimen permanente no superior al 5 % de la potencia reactiva máxima. Si no es posible cumplir con estos parámetros de operación se podrá entregar una justificación técnica para revisión del Cenace donde se demuestre el impacto de la topología y componentes que integren la Central Eléctrica, y a aprobación de excepción de cumplimiento de la CRE.			
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	<p>3.6.5 Prioridad del control de potencia activa y potencia reactiva para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D</p> <p>i.El Cenace especificará durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión si la contribución de potencia activa o la contribución de potencia reactiva tiene prioridad durante fallas. Si se da prioridad a la contribución de la potencia activa, esta disposición ha de establecerse a más tardar 0.25 <i>segundos</i> desde el inicio de la falla.</p> <p>3.6.6 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D</p> <p>i. En base a los estudios de interconexión y los requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, si es requerido por el Cenace, la Central Eléctrica Asíncrona contribuirá a amortiguar las oscilaciones de potencia, en los tiempos de la Tabla 3.</p>	<p>Se elimina la incertidumbre sobre cuándo el Cenace debe especificar la prioridad de contribución de la potencia activa o potencia reactiva durante fallas, debiendo ocurrir durante los Estudios de Interconexión.</p> <p>Así mismo, se elimina la incertidumbre sobre los tiempos en los que la Central Eléctrica Asíncrona debe contribuir a la amortiguación de oscilaciones de potencia, indicando que esto debe ser según los tiempos de la Tabla 3.</p>	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	<p>4.1.2 Recuperación de potencia activa post falla para Centrales Eléctricas tipo B</p> <p>i.La Central Eléctrica deberá contar con equipo de control para ajustar los tiempos y rampas para la entrega de potencia activa post falla, y cumplir con los siguientes requerimientos determinados por el CENACE durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión:</p> <p>A. El comienzo de la entrega de potencia activa post falla, B. La magnitud y precisión para la entrega de potencia activa; y C. El tiempo máximo permitido para la entrega de potencia activa.</p>	Se elimina la incertidumbre sobre cuándo el Cenace va a definir los requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B sobre recuperación de potencia activa post falla, debiendo ocurrir durante los Estudios de Interconexión.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema	<p>4.2.2 Capacidad de corto circuito aportación de corriente para Centrales Eléctricas tipo C</p> <p>i.La <u>Central Eléctrica Síncrona</u> interconectada en tensiones mayores a 69 kV debe tener capacidad de corto circuito ante fallas cercanas al punto de interconexión mayor a 2 veces la corriente nominal de la Central. En caso que de no ser económica técnicamente factible esta capacidad de corto circuito para alguna tecnología debe ser razonablemente justificada.</p> <p>La Central Eléctrica Asíncrona interconectada en tensiones mayores a 69 kV debe tener capacidad de corto circuito ante</p>	Se elimina la incertidumbre sobre la obligación de aportación de corriente en condiciones dinámicas o de falla en el punto de interconexión para de las Centrales Eléctricas conectadas en Alta Tensión, diferenciando el requerimiento para las Síncronas y las Asíncronas, debido a que el requerimiento de las Centrales Eléctricas Síncronas, no es posible que lo puedan cumplir las Asíncronas.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.

	Eléctrico Nacional	fallas cercanas al punto de interconexión de al menos la corriente previa al cortocircuito respecto a la Potencia de referencia. Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica, son económica y técnicamente factibles aportaciones mayores a la corriente de cortocircuito respecto a lo indicado en este requerimiento, éstos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el CENACE.			
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	6.1.4 Intercambio de información para Centrales Eléctricas tipo B i. En relación a la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación, la Central Eléctrica debe intercambiar información de tiempo real o bajo demanda con el Cenace con una estampa de tiempo. El contenido de la información a ser intercambiada con la Central Eléctrica, la definirá el Cenace durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión.	Se elimina la incertidumbre sobre cuándo el Cenace definirá la información que la Central Eléctrica tipo B debe compartirle, debiendo tener lugar durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	6.2.2 Instrumentación para Centrales Eléctricas tipo C i. La Central Eléctrica, a solicitud del CENACE, debe estar equipada con dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema. La Central Eléctrica debe registrar al menos los siguientes parámetros: A. Tensión; B. Potencia activa; C. Potencia reactiva; y D. Frecuencia. ii. El CENACE especificará los parámetros de calidad de suministro que han de cumplirse y otras variables adicionales de interés; iii. La configuración de los dispositivos de registro de fallas, incluidos los criterios de activación y las frecuencias de muestreo serán acordados entre la Central Eléctrica y el Cenace iv. El dispositivo de monitoreo de comportamiento dinámico del sistema incluirá un criterio de activación especificado por el CENACE, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión; Los dispositivos para calidad de suministro y monitoreo de comportamiento dinámico del sistema deben incluir los medios para que el CENACE pueda acceder a la información. Los protocolos de comunicación para los datos registrados serán definidos en el Manual de TIC.	Se disminuye la discrecionalidad para la Central Eléctrica tipo C al eliminar el inciso ii, que se refería a que Cenace especificaría los parámetros de calidad de suministro. Los parámetros de calidad de suministro se definen a lo largo de este Manual de Interconexión. También se disminuye la discrecionalidad para la Central Eléctrica tipo C, sobre cuándo el Cenace debe definir el criterio de activación del dispositivo de monitoreo de comportamiento dinámico del sistema, debiendo realizarse este durante los Estudios de Interconexión.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.
Obligación (eliminación)	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la	6.2.3 Modelos de simulación para Centrales Eléctricas tipo C i. A petición del Cenace, la Central Eléctrica debe proporcionar modelos de simulación que reflejen adecuadamente el comportamiento de la Central Eléctrica en las simulaciones	Se disminuye la discrecionalidad sobre los modelos de simulación de las Centrales Eléctricas tipo C, eliminando el requerimiento en el Código de Red, ya que este se recoge en el Manual de	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.

	Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	tanto en estado estacionario y dinámico o en simulaciones de transitorios electromagnéticos. Estos modelos deben estar documentados y validados certificados por un certificador autorizado o por el proveedor de la herramienta de simulación utilizada por CENACE, en tanto la CRE no defina certificadores autorizados y de conformidad con el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.	Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.		
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	6.2.5 Tasas de cambio de la potencia activa para Centrales Eléctricas tipo C i. El Cenace debe especificar, los límites mínimos y máximos de las tasas de cambio de potencia activa (límites de rampa) tanto en dirección hacia arriba y hacia abajo para las Centrales Eléctricas, teniendo en cuenta las características específicas de la fuente primaria de energía, y durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión;	Se elimina la incertidumbre para la Central Eléctrica tipo C, sobre cuándo el Cenace debe especificar los límites mínimos y máximos de las tasas de cambio de potencia activa (límite de rampa), debiendo tener lugar durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.
Obligación (eliminación)	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	Capítulo 7 Requerimientos generales de Calidad de la Potencia Los valores y rangos definidos en esta sección se deben cumplir en operación normal. Estos valores máximos serán ajustados con base en el impacto de la Central Eléctrica y las características de desbalance de tensión y la capacidad de la subestación. Los requerimientos generales de Calidad de la potencia se definen en la regulación de medición vigente.	Se elimina la incertidumbre sobre el ajuste de valores de Calidad de la potencia, ya que esto corresponde a la regulación de medición (Manual de TIC o la vigente).	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	7.7 Requerimientos generales de contenido armónico máximo (...) Asimismo, en caso de que, con anterioridad a la interconexión de la Central Eléctrica, los límites de distorsión armónica en la tensión sean superiores a los definidos en los apartados siguientes, solamente se considerará los límites de distorsión armónica en la corriente. En caso de no cumplir con estos requerimientos, se deben llevar a cabo las acciones necesarias para subsanarlo. El Cenace enviará a las Centrales Eléctricas durante los Estudios de Interconexión, la siguiente información correspondiente del punto de interconexión, o en su caso de la ubicación más representativa del mismo: a) corriente de cortocircuito en el periodo de 1 año (máximo, mínimo y promedio);	Se incluye un nuevo requerimiento al Cenace, donde este debe de compartir durante los Estudios de Interconexión una serie de información con la Central Eléctrica sobre el punto de interconexión. Todo ello para que la Central Eléctrica la tenga en cuenta y pueda realizar con mayor certidumbre su modelo de Central Eléctrica y diseño de protecciones y así aumentar la confiabilidad del SEN.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.

		b) relación R/X periódicas; y c) barrido de frecuencia (impedancia y frecuencia).			
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	7.7.2 Requerimientos generales de contenido de armónico máximo para Centrales Eléctricas tipo B La Central Eléctrica de tipo B debe cumplir los siguientes requerimientos de contenido armónico máximo. a. Los valores máximos permitidos de distorsión armónica total en la forma de onda de la tensión es de 6.5 5 %, considerando hasta la 50ª armónica; (...) d. Armónicos de corriente según el 7.7.1	Se modifica el requerimiento de los valores máximos de distorsión armónica total en la forma de onda de tensión de 6.5% a 5%, para mejorar la confiabilidad del SEN. El requerimiento de Armónicos de Corriente que le aplicaba a las Centrales Eléctricas tipo A (que ya se consideran de no aplicación en el Código de Red), se propone que también le aplique a las tipo B.	NO. No se observan costos para la Central Eléctrica, porque la obligación de reducción de armónicos ya estaba en la versión anterior del Código de Red, solo que en esta ocasión el requerimiento es además relativo a la forma de onda de corriente, en lugar de solo relativo a la forma de onda de la tensión. Además el cambio de requerimiento de 6.5% a 5% de valor máximo permitido de contenido armónico se considera muy pequeño para que genere costos a las Central Eléctrica.	NO.
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional	7.7.3 Requerimientos generales de contenido de armónico máximo para Centrales Eléctricas tipo C y D (...) d. Armónicos de corriente según el 7.7.1	Idem punto anterior	NO. No se observan costos para la Central Eléctrica, porque la obligación de reducción de armónicos ya estaba en la versión anterior del Código de Red, solo que en esta ocasión el requerimiento es además relativo a la forma de onda de corriente, en lugar de solo relativo a la forma de onda de la tensión	NO.
Aclaración	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la	Capítulo 8 Monitoreo de Conformidad Los Transportistas y Distribuidores están obligados a interconectar a sus redes las Centrales Eléctricas una vez que se hayan completado las obras específicas determinadas por el Cenace. Para tal efecto, el Cenace notificará al Transportista o	Se elimina la discrecionalidad para las Centrales Eléctricas, en cuanto a cómo llevará a cabo el Cenace el monitoreo de la conformidad de cumplimiento de la Central Eléctrica en la		

	<p>Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional</p>	<p>Distribuidor la orden de interconexión física correspondiente, previa comprobación que una Unidad de Inspección, aprobada por la CRE, certifique que la instalación de la infraestructura requerida para la interconexión cumple con las características específicas de la infraestructura requerida por el Cenace. Dicha infraestructura incluye el aprovisionamiento de los medios de comunicación según se indica en el Manual de TIC para el envío de información de telemetría en tiempo real y medición de liquidación hacia el Cenace (medición para liquidación, telemetría [SCADA] y PMU, según aplique) al Cenace.</p> <p>Las Unidades de Verificación o Inspección, según corresponda, deberán utilizar las Normas Oficiales Mexicanas, especificaciones técnicas aprobadas por la CRE y los demás estándares aplicables para comprobar que las Centrales Eléctricas cumplen con los requerimientos establecidos en el presente Manual necesarios para realizar la interconexión.</p> <p>Las Unidades de Verificación o Inspección, según corresponda, deberán utilizar las normas oficiales mexicanas, especificaciones técnicas aprobadas por la CRE y los demás estándares aplicables para comprobar y validar que las obras relacionadas con la interconexión y conexión se lleven a cabo con lo establecido en el apartado 12.3 del Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, o lo vigente, así como la certificación del cumplimiento de las pruebas de comportamiento para la puesta en operación referente al apartado 12.4 del mismo manual, pruebas en las cuales el Cenace valida y verifica los requerimientos técnicos establecidos en el punto 12.5.1 de dicho manual.</p> <p>Una vez realizada la interconexión, con la información de la telemetría (SCADA), de las unidades de medición fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) y de registradores, el Cenace deberá realizar la validación y verificación de los requerimientos técnicos, según el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, de manera que podrá evaluar el comportamiento de las Centrales Eléctricas y verificar su conformidad respecto a los requerimientos de los capítulos 2, 3, 4 y 5 de este manual.</p>	<p>interconexión y durante la operación de la misma. No existen nuevas obligaciones.</p>		
<p>Aclaración</p>	<p>Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN</p>	<p>Capítulo 1. Alcance y aplicación</p> <p>(...) Los Centros de Carga en Baja Tensión deberán cumplir la NOM-001-SEDE/2012 o la que la sustituya, y no es objeto del este Manual Regulatorio.</p>	<p>El Código de Red regula los requerimientos técnicos para la conexión de Centros de Carga en Media y Alta Tensión, pero no las de Baja Tensión. Por lo tanto, se realiza la aclaración sobre en qué documento se regulan los Centros de Carga en Baja Tensión, para disminuir la discrecionalidad.</p>		

Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN	<p>Capítulo 2. Criterios de Conexión</p> <p>(...) Para efectos del Manual, se entenderá por Centros de Carga especiales aquellos que cumplen los criterios establecidos en el Manual para Establecer las Características Específicas de la Infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.</p>	Se elimina la distinción de “Centros de carga especiales”, ya que la determinación de si un Centro de Carga se consideraba Especial o no era a decisión del Cenace. Con motivo de reducir la incertidumbre y mejorar la confiabilidad en el SEN.	NO. No, porque lo único que se modifica es una clasificación, no se modifican los requerimientos.	NO.																																																	
Obligación	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN	<p>3.1 Tensión</p> <p>En Estado Operativo Normal, los Centros de Carga deberán soportar variaciones de tensión de manera permanente de y seguir conectados de acuerdo a los valores de la Tabla 3.1.A.</p> <table border="1" data-bbox="474 488 1024 1442"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tensión nominal[kV]</th> <th colspan="2">Tensión máxima[kV]</th> <th colspan="2">Tensión mínima[kV]</th> </tr> <tr> <th></th> <th></th> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>400.0</td> <td>420.0</td> <td>+5%</td> <td>380.0</td> <td>-5%</td> </tr> <tr> <td>230.0</td> <td>241.5 245</td> <td>+5% +6.5%</td> <td>218.5</td> <td>-5%</td> </tr> <tr> <td>161.0</td> <td>169.1 170.0</td> <td>+5% +5.6%</td> <td>153 152</td> <td>-5%</td> </tr> <tr> <td>138.0</td> <td>144.9 145.0</td> <td>+5% +5.1%</td> <td>131.1</td> <td>-5%</td> </tr> <tr> <td>115.0</td> <td>120.8 123.0</td> <td>+5% +7.0%</td> <td>109.3 109</td> <td>-5%</td> </tr> <tr> <td>85.0</td> <td>89.3 92.0</td> <td>+5% +8.2%</td> <td>80.8 80.7</td> <td>-5%</td> </tr> <tr> <td>69.0</td> <td>72.5</td> <td>+5% +5.1%</td> <td>65.6</td> <td>-5%</td> </tr> <tr> <td>34.5</td> <td>36.2 38.0</td> <td>+5% +10.1%</td> <td>32.8 32.7</td> <td>-5%</td> </tr> </tbody> </table>	Tensión nominal[kV]	Tensión máxima[kV]		Tensión mínima[kV]						400.0	420.0	+5%	380.0	-5%	230.0	241.5 245	+5% +6.5%	218.5	-5%	161.0	169.1 170.0	+5% +5.6%	153 152	-5%	138.0	144.9 145.0	+5% +5.1%	131.1	-5%	115.0	120.8 123.0	+5% +7.0%	109.3 109	-5%	85.0	89.3 92.0	+5% +8.2%	80.8 80.7	-5%	69.0	72.5	+5% +5.1%	65.6	-5%	34.5	36.2 38.0	+5% +10.1%	32.8 32.7	-5%	Se modifican los valores de las variaciones de tensión, en Estado Operativo Normal, que los Centros de Carga deben soportar de manera permanente. Esto como resultado de las discusiones en la mesa de trabajo de ANCE, en la que participa la CRE, para la revisión de las tensiones normalizadas de la NMX-J-098-ANCE.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado, ya que el rango de tensión a soportar por los Centros de Carga ahora es menor que antes.	NO.
Tensión nominal[kV]	Tensión máxima[kV]			Tensión mínima[kV]																																																		
400.0	420.0	+5%	380.0	-5%																																																		
230.0	241.5 245	+5% +6.5%	218.5	-5%																																																		
161.0	169.1 170.0	+5% +5.6%	153 152	-5%																																																		
138.0	144.9 145.0	+5% +5.1%	131.1	-5%																																																		
115.0	120.8 123.0	+5% +7.0%	109.3 109	-5%																																																		
85.0	89.3 92.0	+5% +8.2%	80.8 80.7	-5%																																																		
69.0	72.5	+5% +5.1%	65.6	-5%																																																		
34.5	36.2 38.0	+5% +10.1%	32.8 32.7	-5%																																																		

		<table border="1"> <tr> <td>23.0</td> <td>24.2 25.0</td> <td>+5% +8.7 %</td> <td>21. 9 21 8</td> <td>- 5% - 5.2 %</td> </tr> <tr> <td>13.8</td> <td>14.5 15.0</td> <td>+5% +8.7 %</td> <td>13. 1</td> <td>- 5% - 5.1 %</td> </tr> </table>	23.0	24.2 25.0	+5% +8.7 %	21. 9 21 8	- 5% - 5.2 %	13.8	14.5 15.0	+5% +8.7 %	13. 1	- 5% - 5.1 %			
23.0	24.2 25.0	+5% +8.7 %	21. 9 21 8	- 5% - 5.2 %											
13.8	14.5 15.0	+5% +8.7 %	13. 1	- 5% - 5.1 %											
<p>Obligación (Nueva)</p> <p>Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN</p>		<p>3.4 Requerimiento de factor de potencia</p> <p>a. En Estado Operativo Normal, los Centros de Carga conectados en niveles de Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW y los Centros de Carga conectados en niveles de Alta Tensión deberán mantener un factor de potencia entre 0.95 en atraso y 1.0, con medición cinco-minutal. Dichos Centros de Carga deberán cumplir con este requerimiento al menos el 95% del tiempo durante un periodo mensual. Este requerimiento tendrá una vigencia de 10 años a partir de la publicación del Código de Red Manual en el DOF.</p> <p>Posterior a este periodo, el requerimiento del factor de potencia será de 0.97 en atraso y 1.0, con medición cinco-minutal. Los Centros de Carga deberán cumplir con este requerimiento al menos el 97% del tiempo durante un periodo mensual.</p> <p>Los Centros de Carga que se encuentren conectados en Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW, a la entrada en vigor de las presentes disposiciones, tendrán un plazo máximo de 3 años, contados a partir de la publicación del presente documento en el DOF, con motivo de asegurar el cumplimiento con el requerimiento de factor de potencia.</p> <p>b. El factor de potencia en tensiones menores o iguales a 35 kV se medirá en nodos de calidad de energía, de conformidad con 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".</p>	<p>Se extiende el requerimiento de factor de potencia, antes limitado solo a los Centros de Carga en Alta Tensión, a los Centros de Carga en Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW, con un transitorio de tiempo para el cumplimiento de 3 años contados a partir de la publicación de la segunda versión del Código de Red en el Documento Oficial de la Federación. Esto con motivo de mejorar la confiabilidad del SEN, debido a que los requerimientos de confiabilidad que le aplicaban a los Centros de Carga en Alta Tensión ahora le aplican también a los que estén conectados en Media Tensión y que tengan al menos una demanda contratada de 1 MW.</p>	<p>Si. Los costos relacionados con esta obligación son los costos en los que deberán incurrir los Centros de Carga conectados en Media Tensión con una demanda contratada mayor a 1 MW para dar cumplimiento con dicha obligación.</p>	<p>El Distribuidor compartió con Cenace la lista de Centros de Carga en Media Tensión que no están cumpliendo tienen un factor de potencia menor al 0.95 en adelanto. Se realizó el cálculo de lo que le costaría a estos Centros de Carga cumplir con este nuevo requerimiento. La inversión en compensación de potencia reactiva de forma unitaria se consideró de 1,366 USD/MVAr instalado, teniendo en cuenta los Planes de Trabajo entregados a la CRE por los Centros de Carga. La capacidad en MVAr necesarios para esta compensación se estimó en 4,475.23 MVAr. Por lo tanto, se estiman los costos de esta obligación en 11.61 Mill. MNX (considerando una tasa de cambio de 19 MNX/USD conforme a la web de Banxico, a 19/07/2019)</p>										

<p>Mejora regulatoria</p>	<p>Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN</p>	<p>3.5 Protecciones</p> <p>a. Los Puntos de Conexión de Centros de Carga en la RNT y en las RGD deben contar con esquemas de protección. En tanto no se cuente con Norma Oficial Mexicana o especificación técnica aprobada por la CRE, todos los esquemas de protección de los Centros de Carga en los Puntos de Conexión deben cumplir, entre otras cosas, con las siguientes especificaciones técnicas vigentes conforme a lo que le requiera el Cenace, durante los Estudios de Conexión.</p> <p>i. Características técnicas para relvadores de protección (CFE G0000-81);</p> <p>ii. Esquemas normalizados de protecciones para líneas de transmisión y subtransmisión (NRF-041-CFE-2013);</p> <p>iii. Tableros de protección, control, medición, supervisión y registro para unidades generadoras y subestaciones eléctricas (CFE-V6700-62);</p> <p>iv. Esquemas normalizados de protecciones para transformadores, autotransformadores y reactores de potencia (CFE-G0000-62), y</p> <p>v. De caseta integral para subestaciones eléctricas (CFE-G0100-20).</p> <p>b. El Centro de Carga será responsable de implementar, coordinar y mantener sus sistemas de protección, incluyendo los canales de comunicación necesarios.</p> <p>⇨ b. El Transportista y/o Distribuidor deberán verificar los sistemas de protección para asegurar su adecuada coordinación de protecciones para liberar fallas atendiendo los siguientes criterios y durante los Estudios de Conexión.</p>	<p>Se elimina la incertidumbre de decisión entre diferentes especificaciones técnicas a tener en cuenta en cuanto a protecciones por parte de las Centrales Eléctricas conectadas a la RNT y a las RGD, de manera que ahora el Cenace determinará qué esquemas de protección deben de tener en cuenta los Centros de Carga durante los Estudios de Conexión.</p> <p>Se reduce la incertidumbre sobre cuándo el Transportista y/o Distribuidor deberán verificar los sistemas de protección para liberar fallas, y esto deberá ser durante los Estudios de Conexión.</p>		
<p>Obligación (Nueva)</p>	<p>Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN</p>	<p>3.8 Calidad de la Potencia</p> <p>En tanto no se cuente con una Norma Oficial Mexicana sobre Calidad de la Potencia se deberá cumplir con los siguientes criterios:</p> <p>a. Todos los Centros de Carga conectados en niveles de Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW y los Centros de Carga conectados en niveles de Alta Tensión deberán asegurarse de que en los puntos de conexión a la red no existan distorsiones armónicas en corriente, desbalance de corriente, ni fluctuaciones en la tensión de suministro causadas por sus instalaciones más allá de lo especificado en las tablas 3.8.A, 3.8.B y 3.8.C que se muestran en este apartado.</p> <p>a. Los Centros de Carga especiales deberán cumplir con los límites especificados de distorsión armónica en corrientes, fluctuación de tensión (flicker) y desbalance de corriente. Los Centros de Carga convencionales deberán cumplir con los límites especificados de desbalance de corriente únicamente.</p>	<p>Se extiende el requerimiento de Calidad de la Potencia, antes limitado solo a los Centros de Carga en Alta Tensión, a los Centros de Carga en Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW, con un transitorio de tiempo para el cumplimiento de 2 años contados a partir de la publicación de la segunda versión del Código de Red en el Documento Oficial de la Federación. Esto con motivo de mejorar la confiabilidad del SEN, debido a que los requerimientos de confiabilidad que le aplicaban a los Centros de Carga en Alta Tensión ahora le aplican también a los que estén conectados en Media Tensión y que tengan al menos una demanda contratada de 1 MW.</p>	<p>NO. No se consideran costos relacionados con este requerimiento para los Participantes del Mercado.</p>	<p>NO.</p>

		<p>b. Los Centros de Carga que se encuentren conectados en Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW, a la entrada en vigor de las presentes disposiciones, tendrán un plazo máximo de 3 años, contados a partir de la publicación del presente documento en el DOF, para asegurar el cumplimiento con el requerimiento de Calidad de la Potencia..</p>									
Obligación (Nueva)	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN	<p>3.8 Calidad de la Potencia</p> <p>c. Variaciones periódicas de amplitud de la tensión (fluctuación de tensión o flicker). (...)</p> <p>Los Centros de Carga son los responsables de no provocar fluctuaciones de tensión fuera de los rangos que indica la Tabla 3.8.D. Los valores de P_{st} y P_{rl} serán monitoreados y en el caso de que estén fuera de los límites de la tabla nombrada anteriormente, el Cenace evaluará qué Centro de Carga está provocando dicha fluctuación de la tensión, de acuerdo con la formulación establecida en la sección 7 del estándar IEC-61000-3-7, referente a la regla de la sumatoria de fuentes.</p> <p>Para llevar a cabo el análisis mencionado en el párrafo anterior, el Cenace solicitará a la Entidad Responsable de Carga que el Centro de Carga se apegue al protocolo de evaluación y acciones solicitadas sobre la operación de su carga y/o elementos de compensación reactiva durante la evaluación.</p> <p>Debido a que este análisis solo se llevará a cabo cuando se encuentre un incumplimiento del Código de Red, el Centro de Carga deberá seguir las instrucciones pertinentes, de lo contrario se aplicarán las sanciones de conformidad con la normativa vigente.</p>	Se crea una obligación al Cenace sobre cómo proceder para llevar a cabo la evaluación a un Centro de Carga para comprobar sus fluctuaciones de tensión, de manera que se llevará a cabo de acuerdo con la formulación establecida en la sección 7 del estándar IEC-61000-3-7, para disminuir la discrecionalidad y mejorar la confiabilidad del SEN.	NO. No se observa que la propuesta genere costos para el Participante del Mercado.	NO.						
Obligación (Nueva)	Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN	<p>3.8 Calidad de la Potencia</p> <p>d. Desbalance de tensiones</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensión [kV]</th> <th>Desbalance [%]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Menor de 1</td> <td><u>3</u></td> </tr> <tr> <td>Mayor o igual de 1</td> <td><u>2</u></td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla 3.8.G Desbalance máximo permitido en la tensión en el punto de acometida</p> <p>Referencia: Especificación CFE L0000-45 "Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica" (IEEE-519)</p>	Tensión [kV]	Desbalance [%]	Menor de 1	<u>3</u>	Mayor o igual de 1	<u>2</u>	Se crea una obligación para los Centros de Carga, de manera que se define un desbalance de tensión máxima dependiendo de en qué nivel de tensión están conectados.	NO. No se considera que la distribución interna de los Centros de Carga para balancear tensiones tenga costo.	NO.
Tensión [kV]	Desbalance [%]										
Menor de 1	<u>3</u>										
Mayor o igual de 1	<u>2</u>										