

El Código de Red

Héctor Beltrán

Ciudad de México, 2023

Instrumentos técnicos desarrollados por la CRE

A partir de la expedición de la LIE (2014) la CRE inició el desarrollo de los siguientes instrumentos en materia de Confiabilidad:



¿Qué es el Código de Red?

Documento que establece los requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos de planeación, medición, Control Operativo, Control Físico, acceso y uso de la infraestructura eléctrica del **SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)**.

Su primera versión (CdR 1.0) fue publicada **por la Comisión Reguladora de Energía (CRE)** a través de la resolución **RES/151/2016**, con base en las atribuciones señaladas en el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y **publicado** en el **Diario Oficial de la Federación (DOF)** el **08 de abril de 2016**.

Posteriormente, fue actualizado (CdR 2.0) y esta nueva versión fue publicada en el DOF el pasado **31 de diciembre de 2021** mediante la resolución **RES/550/2021** y su entrada en vigor fue a partir del día siguiente (**enero 2022**)

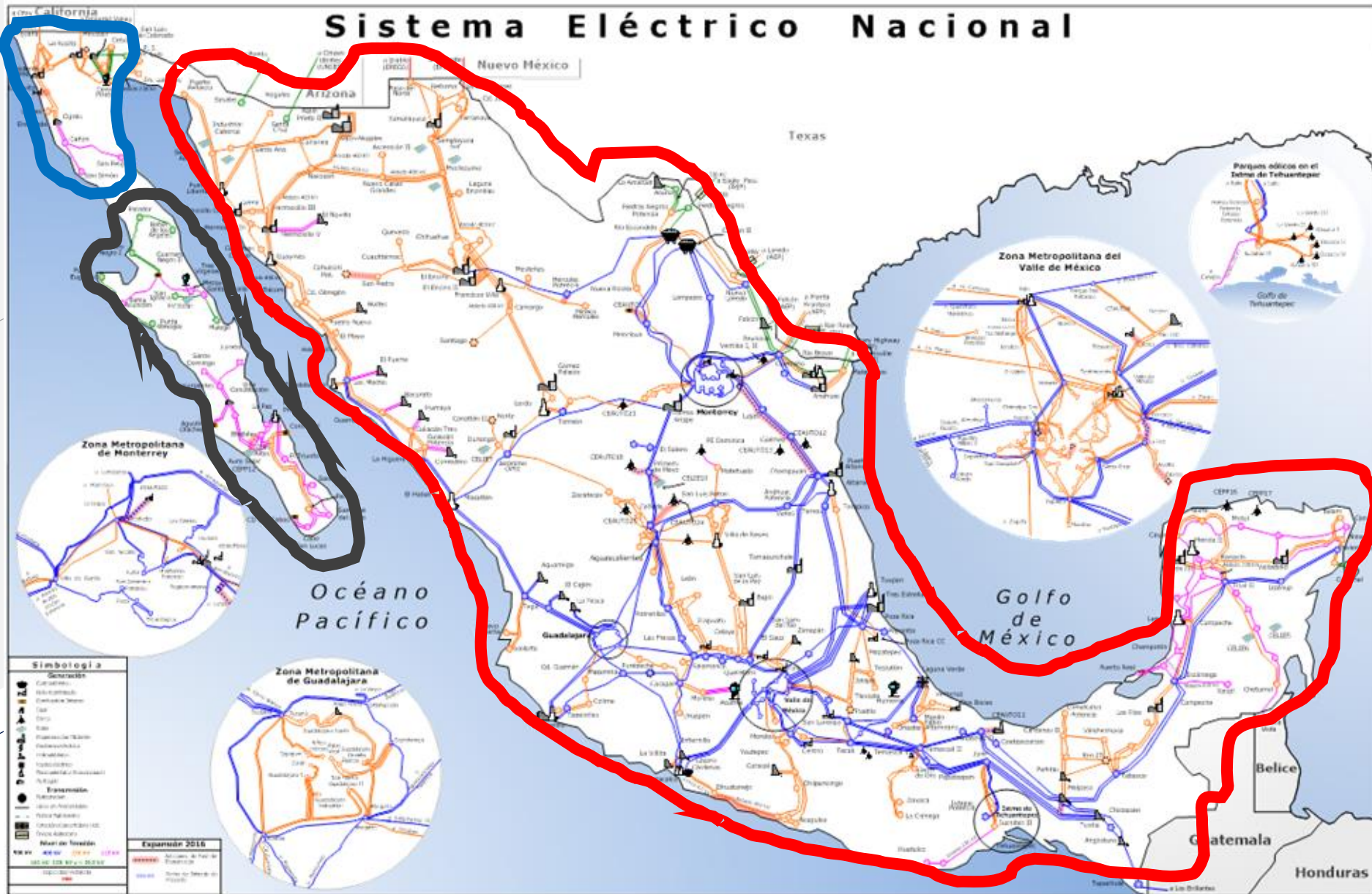
En este periodo de más de 7 años han transcurrido muchas cosas:

- Nueva regulación (GD, Manual TIC, Manual Medición)
- En la aplicación del CdR se identificaron áreas de oportunidad en la redacción del documento (CENACE, Generadores, CFE, CRE)
- Cambio de política energética a nivel nacional



Sistema Eléctrico Nacional

Estado actual

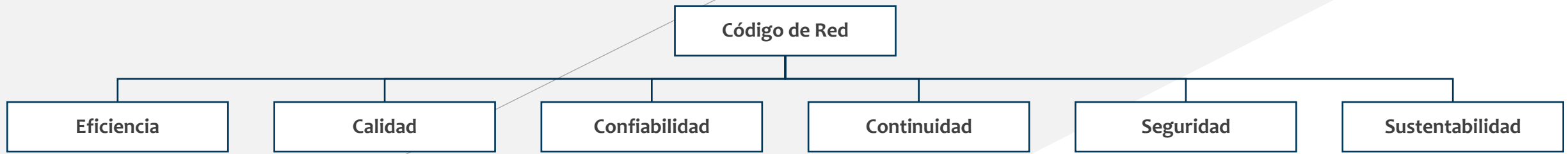


- Capacidad Instalada: $\approx 82 \text{ GW}^1$
- Generación: $\approx 317 \text{ TWh}^1$
- Demanda máxima integrada: $\approx 45 \text{ GWh/h}^1$
- Población: $\approx 126 \text{ millones}^2$
- Líneas de Transmisión: $108\,018 \text{ km}^1$
- Líneas de Distribución: $838\,831 \text{ km}^1$

Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Sistema Baja California Sur (SBCS)

Sistema Baja California (SBC)



Código de Red 1.0
 Publicación en el DOF: 08/04/2016
 Entrada en vigor: 09/04/2016

Código de Red 2.0
 Publicación en el DOF: 31/12/2021
 Entrada en vigor: 01/01/2022

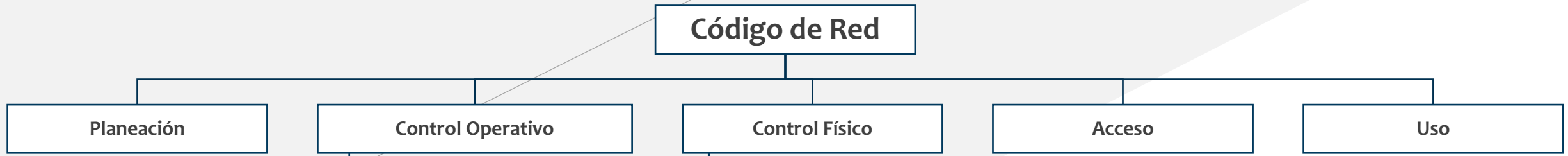


Código de Red 2.0
 (Vigente)

Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021

Código de Red 1.0
 (Abrogado)

Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica.
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016



CENACE

Criterio OP - 4. Las Centrales Eléctricas, los Centros de Carga, el Transportista, y el Distribuidor están obligados a ejercer el Control Físico de sus instalaciones correspondientes del SEN conforme a las instrucciones que dicte el CENACE en el ejercicio del Control Operativo del SEN... (Código de Red 2.0))

XV. Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional:
 La emisión de instrucciones relativas a:
 a) La asignación y despacho de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable;
 b) La operación de la Red Nacional de Transmisión que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista, y
 c) La operación de las Redes Generales de Distribución que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista; (LIE)

Control Físico. El conjunto de acciones realizadas que modifican el estado de los Elementos que conforman el SEN o la ejecución de maniobras que requieren realizar los Usuarios del SEN en sus Elementos por instrucción del CENACE relativas al Control Operativo del SEN. (Código de Red 2.0)

Transportista

Distribuidor

Centrales Eléctricas

Centros de Carga

Usuarios del SEN



“Nivel adecuado de Confiabilidad”

ASPECTOS QUE **SÍ** REGULA EL CÓDIGO DE RED

- ✓ **Metodología** que deben observar el CENACE y el Distribuidor en la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización.
- ✓ **Criterios** de Operación y Planeación del Sistema Eléctrico Nacional.
- ✓ **Requerimientos técnicos** obligatorios para los integrantes de la industria eléctrica conectados o interconectados a la red de media y alta tensión.



- ✗ Metodología Tarifaria
- ✗ Procesos administrativos para la conexión e interconexión
- ✗ Especificaciones técnicas (por ejemplo, el diseño de protecciones)
- ✗ Requerimientos técnicos obligatorios para los integrantes de la industria eléctrica conectados o interconectados a la red de Baja Tensión
- ✗ Proceso de inclusión de la opinión de la industria eléctrica en la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)

“El Código de Red es una regulación de desempeño y no de diseño”

ASPECTOS QUE **NO**
REGULA EL CÓDIGO DE RED

¿Me aplica el Código de Red?

Aplicación del Código de Red

A.1.2 Alcance y aplicación

El Código de Red establece los requerimientos técnicos-operativos mínimos que están obligados a cumplir los Usuarios del SEN, entendiéndose estos, como aquellos que llevan a cabo actividades de consumo, transporte, distribución o generación de energía eléctrica, Control Operativo o Físico, Suministro Eléctrico o comercialización de energía eléctrica. En virtud de lo anterior, los Usuarios del SEN corresponderán, de manera enunciativa más no limitativa, a los siguientes:

- a. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE),
- b. Transportistas,
- c. Distribuidores,
- d. Centrales Eléctricas,
- e. Centros de Carga,
- f. Generadores,
- g. Suministradores,
- h. Usuarios Calificados Participantes del Mercado,
- i. Comercializadores no Suministradores, y
- j. Contratistas.

Aplicación del Código de Red

La aplicación del Código de Red se determina bajo la lógica de la estructura del mismo documento:



CdR = Disposiciones Generales +
Disposiciones Operativas (Manuales
Regulatorios + Procedimientos)
≈

Reglas del Mercado = Bases del
Mercado + Disposiciones Operativas
(Manuales de Prácticas del Mercado)

Aplicación del Código de Red

La aplicación del Código de Red se determina bajo la lógica de la estructura del mismo documento:



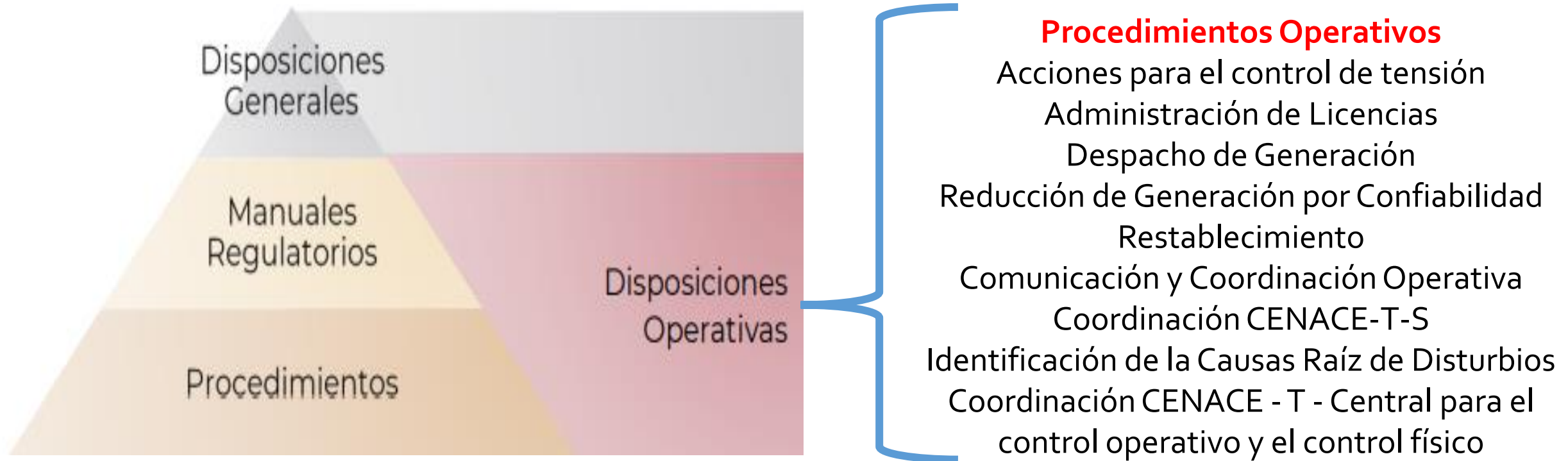
Aplicación del Código de Red

La aplicación del Código de Red se determina bajo la lógica de la estructura del mismo documento:



Aplicación del Código de Red

La aplicación del Código de Red se determina bajo la lógica de la estructura del mismo documento:



¿Me aplica el Código de Red?

Centrales Eléctricas

PRODESEN 2023 - 2037

CUADRO A1.4 CAPACIDAD INSTALADA INTERCONECTADA DE LA CFE Y DEL RESTO DE LOS PERMISIONARIOS (MW), SE EXCLUYEN CENTRALES EN PRUEBAS

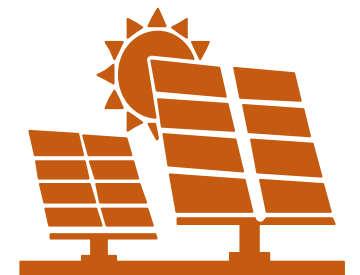
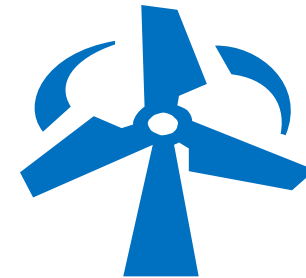
TECNOLOGÍA	2019	2020 ^{1/}	2021 ^{6/}	2022 ^{7/}
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,614	12,613
Geotermoeléctrica	899	951	976	976
Eoloeléctrica	6,050	6,504	6,977	6,921
Fotovoltaica	3,646	5,149	5,955	6,535
Bioenergía ^{2/}	375	378	378	408
Suma limpia renovable	23,582	25,594	26,899	27,453
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente ^{5/}	1,710	2,305	2,305	2,308
Suma limpia no renovable	3,318	3,913	3,913	3,916
Total capacidad de energía eléctrica limpia	26,900	29,506	30,812	31,369
Porcentaje	34.3	35.5	35.8	36.0
Ciclo Combinado	30,402	31,948	33,640	34,413
Térmica Convencional ^{3/}	11,831	11,809	11,793	11,343
Turbogás ^{4/}	2,960	3,545	3,744	3,815
Combustión Interna	891	850	701	728
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	78,447	83,121	86,153	87,130

¿Qué requerimientos me aplican del CdR?

“Central Eléctrica Asíncrona. Es la unidad o conjunto de unidades que genera energía eléctrica, que están interconectadas asíncronamente a la Red Eléctrica, o que están interconectadas mediante electrónica de potencia.”

Depende...

- *Capacidad (MW)*
- *Ubicación (SIN, SBC, SBCS)*
- *Régimen regulatorio (LSPEE, LIE)*
- *“Instante” de la definición de infraestructura de interconexión*



Aplicación del Código de Red

El Código de Red es un documento que impone diversas obligaciones a las Centrales Asíncronas. Por la extensión y el número de requerimientos aplicables a las Centrales Eléctricas es conveniente considerar la aplicación del Código de Red de forma sistemática con las siguientes categorías:

- **Planeación (Criterios P + Manual Regulatorio de Planeación del SEN)**
- **Operación (Criterios OP + Manual Regulatorio de Coordinación Operativa + Procedimientos Operativos)**
- **Interconexión (Criterios INTE + Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN + Manual de Interconexión y Conexión*)**
- **Ciberseguridad (Criterios REI + Manual TIC*)**

Requerimientos de Planeación

Por muchos años la planeación fue una tarea centralizada que realizaba la CFE (Subdirección de Programación). En el nuevo marco de la LIE la SENER encabeza la planeación del SEN autorizando el PRODESEN y demás programas. En este proceso también participa el CENACE, la CFE y la CRE. El CdR (2021) plantea que:

"Criterio P - 37. Para la planeación de infraestructura de la RNT, el Distribuidor, el Transportista y los Participantes del Mercado deberán proporcionar la información que el CENACE requiera sobre la infraestructura de las Subestaciones Eléctricas de la RNT, RGD del MEM, de los Centros de Carga y Centrales Eléctricas, y en caso de ser necesario, de las Redes Particulares."

Requerimientos de Planeación

DIARIO OFICIAL

Viernes 31 de diciembre de 2021

2.11.1 Central Eléctrica

Todas las Centrales Eléctricas representadas por un Generador en el SEN deberán proporcionar, en julio de cada año, al CENACE y a la SENER la siguiente información no limitativa:

- a. Descripciones funcionales y tecnología de sus Unidades de Central Eléctrica.
- b. Curvas de eficiencia en función de la carga y curvas entrada-salida.
- c. Costos de Operación y Mantenimiento, fijos y variables.
- d. Capacidades de operación (máxima y mínima) y Restricciones operativas.
- e. Programas de mantenimiento para los siguientes tres años.
- f. Índices de Disponibilidad.
- g. Características de diseño especificadas en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional.
- 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 en operación.
- i. Características y capacidades de arranque/paro y rampas por Unidad de Central Eléctrica en las formas que establezca el CENACE.
- j. Número de Salidas por falla y el tiempo de indisponibilidad en cada Salida
- k. Tasas de Salidas Forzadas (TSF)

**Existe una obligación de
entrega anual de
información**

Requerimientos de Operación

En el aspecto de operación es en donde más requerimientos existen para las Centrales Eléctricas. Para analizar estos requerimientos los podemos incluir en las siguientes categorías:

- Cumplimiento de instrucciones operativas y de despacho del CENACE
- Comunicación y coordinación operativa
- Administración de salidas y licencias
- Entrega de información y seguimiento de procedimientos operativos

Resaltemos aquellos requerimientos que en particular involucran a las Centrales Asíncronas...

Requerimientos de Operación

Participación en el Control Primario ante baja frecuencia. Desde la primera versión del CdR este fue un tema que generó mucha discusión porque la obligación de participar en la inyección de potencia activa en condiciones de baja frecuencia puede llevarnos a soluciones del tipo:

- Instalación obligatoria de sistemas de almacenamiento de energía (e.g. Baterías)
- Operación con “*curtailment*” permanente → Operación con capacidad por debajo de la capacidad de referencia

*Criterio OP - 25. Para preservar la confiabilidad del SEN, todas las Unidades de Central Eléctrica (Síncronas y **Asíncronas**) interconectadas al SEN deben participar obligatoriamente cuando se encuentren inyectando potencia activa al SEN, en el **Control Primario** y la respuesta de sus controles de conformidad con el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN.*

Requerimientos de Operación

El Código de Red establece nuevas condiciones para la asignación de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito (*“must run”*):

Criterio OP - 122. 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:

- a. Las Unidades de Centrales Eléctricas con asignación y despacho fuera de mérito para mantener la Confiabilidad, deben estar justificadas 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.**
- b. Técnicamente deben estar justificados los mínimos operativos de generación de las Unidades de Central Eléctrica para mantener la Confiabilidad, considerando las implicaciones económicas.
- 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.
- 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, flujos o estabilidad, es decir para Confiabilidad del SEN.

Requerimientos de Operación

La asignación de Unidades fuera de mérito también es mencionada en las Bases del Mercado (Base 10. Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo):

10.2 Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad

10.2.1 Aspectos generales

- (a) En la optimización del Mercado del Día en Adelanto se toman decisiones de asignación de Unidades de Central Eléctrica. Estas decisiones dan lugar a la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.
- (b) A través de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, se asignarán Unidades de Central Eléctrica adicionales a las que se determinaron en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto, como sea necesario para producir una solución factible en el modelo de despacho económico.

- (g) Las Asignaciones de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad no se realizarán con un objetivo de reducir costos de operación del sistema.

10.2.2 Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad

- (a) La Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad se realizará después de la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto.

Requerimientos de Operación

Procedimiento de reducción de generación por confiabilidad

El SEN requiere mantener un balance carga-generación en todo momento. La condición de este balance se refleja principalmente en la frecuencia, en este procedimiento se busca reducir la inyección de energía al SEN y es **aplicable en condiciones de Alerta y/o Emergencia.**

DIARIO OFICIAL

Viernes 31 de diciembre de 2021

PROCEDIMIENTO DE REDUCCIÓN DE GENERACIÓN POR CONFIABILIDAD

I. Objetivo

Establecer los lineamientos y criterios operativos para reducir generación de manera coordinada, ordenada, segura y confiable, ante la ocurrencia, de manera enunciativa más no limitativa, de una contingencia o Disturbio en el SEN o condiciones que lleven a cualquiera de los Sistemas Interconectados del SEN a Estados Operativos de Alerta o Emergencia, con la finalidad de mitigar estos Estados Operativos o retornar a la brevedad al Estado Operativo Normal.

Requerimientos de Operación

Procedimiento de reducción de generación por confiabilidad

Orden de reducción de generación	
CdR 1.0	CdR 2.0
Determinación del monto de generación a disminuir <ol style="list-style-type: none">1. Generación hidroeléctrica.2. Generación térmica de acuerdo a su costo.3. Generación Firme no despachable (Geotérmica, Nuclear).4. Generación intermitente.5. Generación legada (de autoabastecimiento).	Determinación del monto de generación a disminuir <ol style="list-style-type: none">1. Generación en periodo de pruebas de puesta en servicio (independientemente del tipo de tecnología).2. <u>Generación intermitente despachable.</u>3. Generación hidroeléctrica despachable, sin afectar control de niveles o necesidad de gasto ecológico.4. Generación térmica, considerando su límite mínimo de regulación.5. Generación hidroeléctrica no despachable, sin afectar control de niveles o necesidad de gasto ecológico.6. Generación de Contratos de Interconexión Legados.7. Generación Firme no despachable (Geotérmica y Nuclear).

- Estos **NO** son criterios de despacho económico
- Estas **NO** son acciones que se realizan en Estado Operativo Normal

Requerimientos de Interconexión

Los requerimientos de interconexión deben ser entendidos como las condiciones de acceso de las Centrales Eléctricas al SEN. Para determinar la exigibilidad de los requerimientos técnicos de Interconexión es necesario determinar en primer el régimen regulatorio en el que la Central Eléctrica se encuentra operando:

Régimen Regulatorio	Aplicabilidad
Centrales Eléctricas con Contrato de Interconexión Legado (Régimen LSPEE)	<ul style="list-style-type: none"><li data-bbox="1256 694 2425 996">• Para centrales solares y fotovoltaicas aplican las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes renovables o cogeneración eficiente (REGISEN) de acuerdo con la cláusula SÉPTIMA del CIL. (Los que ya estaban operando cuando se publicó el CdR 1.0 NO les aplica estos requerimientos)<li data-bbox="1256 1093 2425 1319">• Aplican requerimientos técnicos de interconexión del CdR (versión 2016). Los que no tenían definida su infraestructura de interconexión definida al momento de publicación del CdR 1.0 SÍ les aplican estos requerimientos

Requerimientos de Interconexión

Régimen Regulatorio	Aplicabilidad
Centrales Eléctricas con Contrato de Interconexión de Acceso Abierto y no indebidamente discriminatorio (Régimen LIE)	<ul style="list-style-type: none"><li data-bbox="1256 539 2428 711">• Aplican requerimientos técnicos de interconexión del CdR (versión 2016). Definición de infraestructura de interconexión de manera posterior al CdR 1.0<li data-bbox="1256 803 2428 975">• Aplican requerimientos técnicos de interconexión del CdR (versión 2021). Definición de infraestructura de interconexión de manera posterior al CdR 2.0<li data-bbox="1256 1068 2428 1175">• Estos requerimientos comenzarán a ser exigibles hasta 18 meses posteriores a la publicación del CdR (versión 2021). TRANSITORIO

Requerimientos de Interconexión

MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

I. Objetivo

El presente Manual Regulatorio tiene como objetivo definir los requerimientos técnicos para la Interconexión de las Centrales Eléctricas al SEN, manteniendo en todo momento la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, así como garantizar condiciones justas de competencia en el MEM.

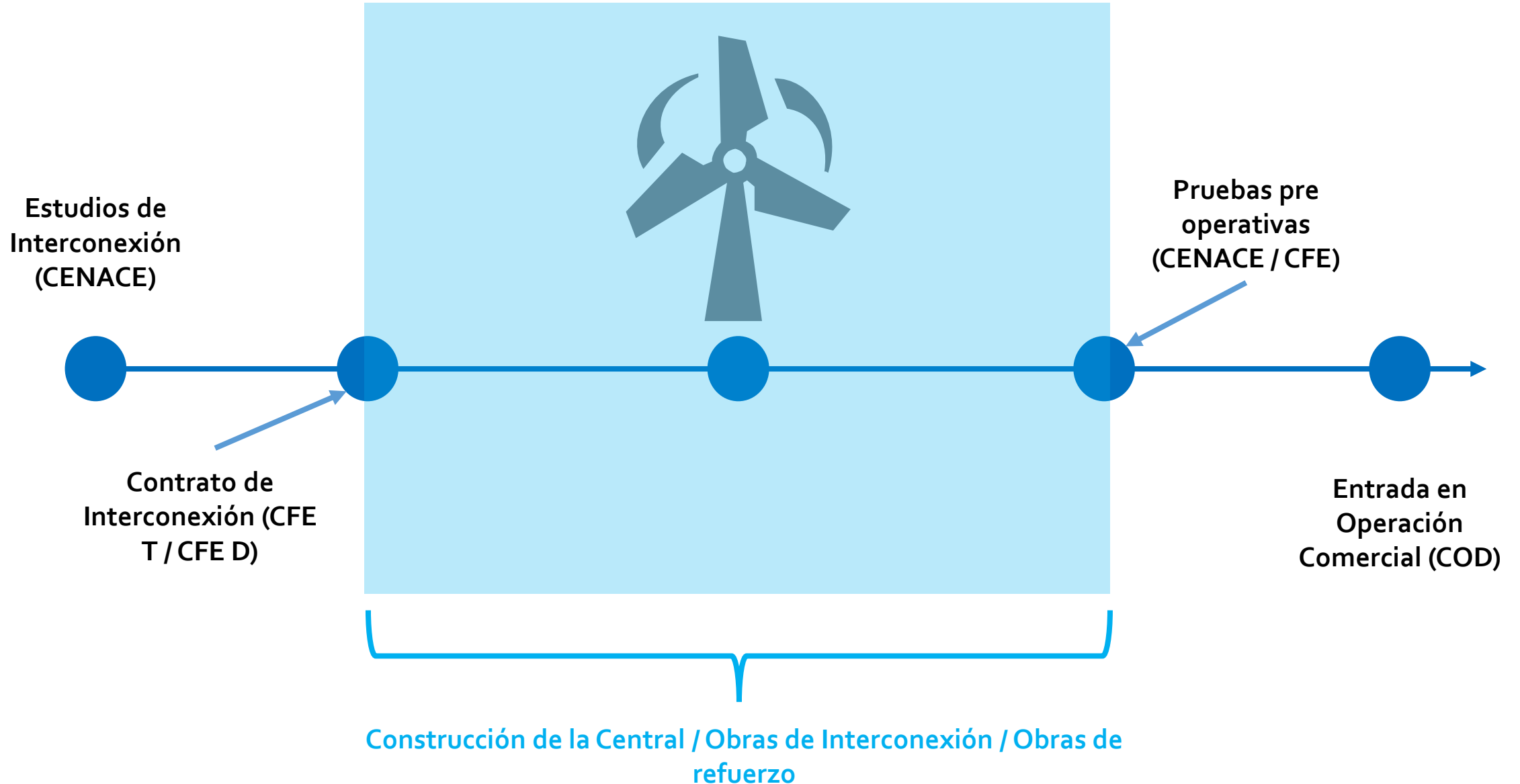
II. Alcance y aplicación

Los requerimientos del presente Manual Regulatorio son de aplicación para todas las Centrales Eléctricas que pretendan la Interconexión al SEN o que ya se encuentren interconectados a él y requieran realizar una modificación técnica.

Las Centrales Eléctricas que, a la fecha de la publicación en el DOF del presente Código de Red, que tengan Contrato de Interconexión sin estar en Operación Comercial o no hayan iniciado su proceso de Declaración de Entrada en Operación Comercial con el CENACE tendrán un plazo de 18 meses para la aplicación del presente Manual Regulatorio.

La Central Eléctrica de tipo A, que se define en el punto 1.1 de este Manual Regulatorio, debe cumplir con los requerimientos de las Disposiciones vigentes en la materia de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. Por lo tanto, los requerimientos de este Manual Regulatorio son de obligación para las Centrales Eléctricas de tipo B, C y D.

Requerimientos de Interconexión



Requerimientos de Interconexión

Capítulo 1. Tipos de Centrales Eléctricas

1.1 Clasificación de las Centrales Eléctricas

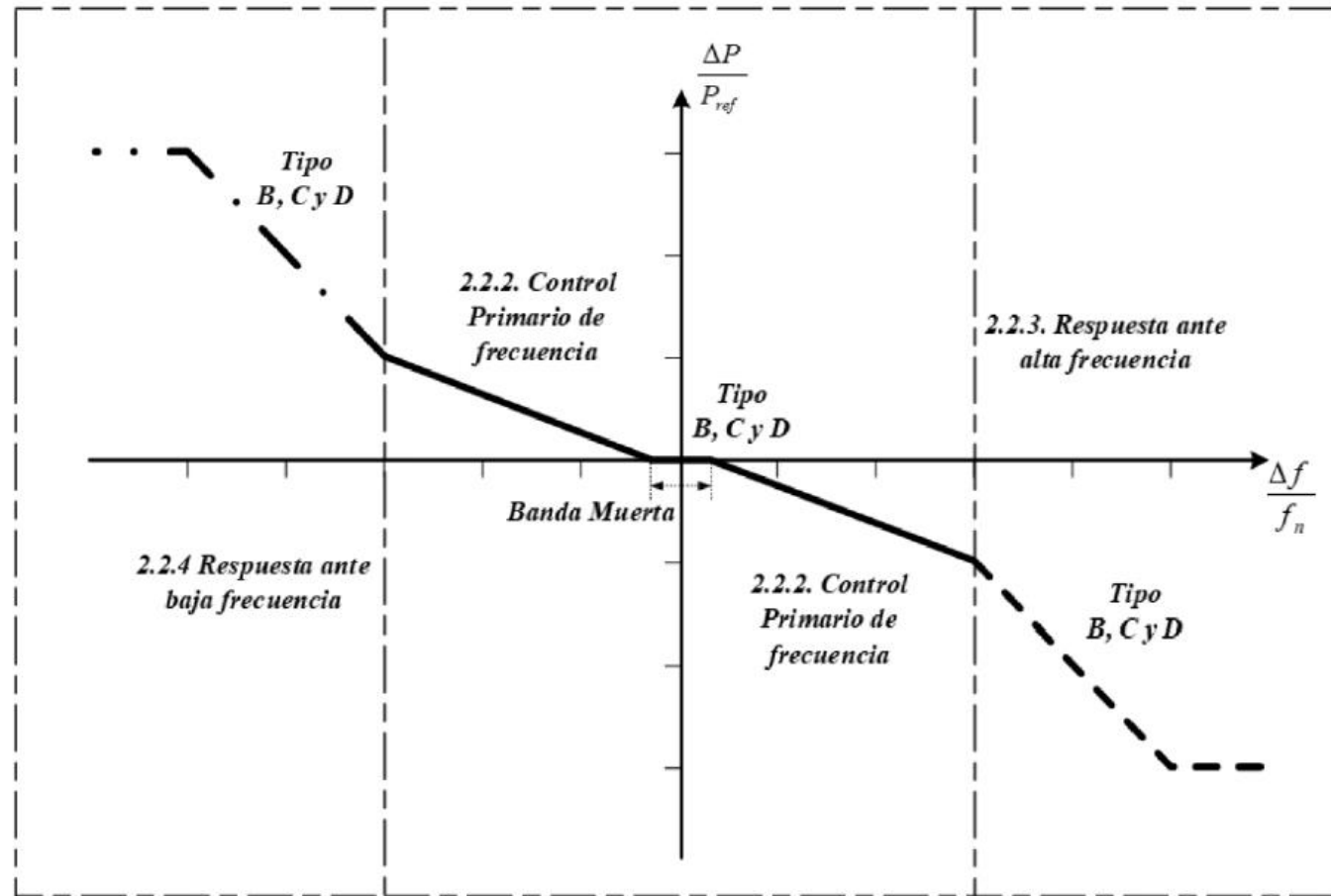
La Central Eléctrica debe cumplir los requerimientos según su **Capacidad Instalada Neta** de conformidad con las categorías mostradas en la Tabla 1.1.

Sistema interconectado	Central Eléctrica tipo A	Central Eléctrica tipo B	Central Eléctrica tipo C	Central Eléctrica tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$
Sistema Baja California	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$	$P \geq 20 \text{ MW}$
Sistema Baja California Sur	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$
Sistema Interconectado Mulegé	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$P \geq 3 \text{ MW}$

Tabla 1.1: Clasificación de una Central Eléctrica según su Capacidad Instalada Neta.

Capacidad Instalada Neta: Capacidad que resulta de restar a la Capacidad Instalada de una Central Eléctrica la capacidad dedicada a usos propios y cualquier carga que suministre de manera local, y que el Solicitante declarará entregar en la Solicitud correspondiente a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución.

Requerimientos de Interconexión (alta y baja frecuencia)



Donde:

P_{ref} es la potencia activa de referencia con la que se relaciona ΔP .

ΔP es el cambio en la salida de potencia activa de la Central Eléctrica.

f_n es la frecuencia nominal (60 Hz) de la red, y Δf es la desviación de frecuencia de la red.

• Centrales Eléctricas síncronas:

P_{ref} es la capacidad máxima.

• Centrales Eléctricas asíncronas:

P_{ref} es la salida de potencia activa real en el momento de alcanzar el umbral de respuesta ante baja o alta frecuencia o la capacidad máxima, según defina el CENACE.

Requerimientos de Interconexión

2.2.4 Respuesta ante baja frecuencia

- 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 y 59.8 Hz para el SIN, SIBC, SIBCS y 59.7 Hz para el Sistema Interconectado Mulegé, con una característica de regulación seleccionable en el rango de 3 % a 8 %. El ajuste de la característica de regulación será especificado dentro de dicho rango en el proceso de Interconexión durante la Validación de Requerimientos Técnicos y posterior a la Entrada en Operación Comercial cuando el CENACE lo solicite para garantizar la operación confiable del sistema interconectado donde se localiza la Central Eléctrica;
- ii. La Central Eléctrica debe proveer un incremento de potencia activa hasta su Capacidad Instalada Neta. La entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad Instalada Neta ante baja frecuencia y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía o a la Capacidad Instalada Neta 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;
- iii. Dado que la entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad Instalada Neta y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía ante baja frecuencia, las Centrales Eléctricas Asíncronas deberán participar en el Control Primario 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 de conformidad con la disponibilidad de la fuente primaria de energía, y entendiéndose como condición operativa, aquella en que este tipo de Centrales Eléctricas hayan recibido previamente una instrucción por parte del CENACE de generar por debajo de su potencia de referencia; y

*Condición ambiental →
disponibilidad de fuente primaria*

*Condición operativa → no
estén operando por debajo de su
potencia de referencia*

Requerimientos de Interconexión

4.1.1 Respuesta ante fallas para Centrales Eléctricas tipo B y C

- La zona establecida para que las CE asíncronas tipo B, C y D permanezcan interconectadas y en operación estable ante condiciones dinámicas o de falla se modifica en los puntos superiores (PA1 y PA2) pasando de 1.2 V (pu) a 1.3 V (pu) en el Código de Red 2.0.

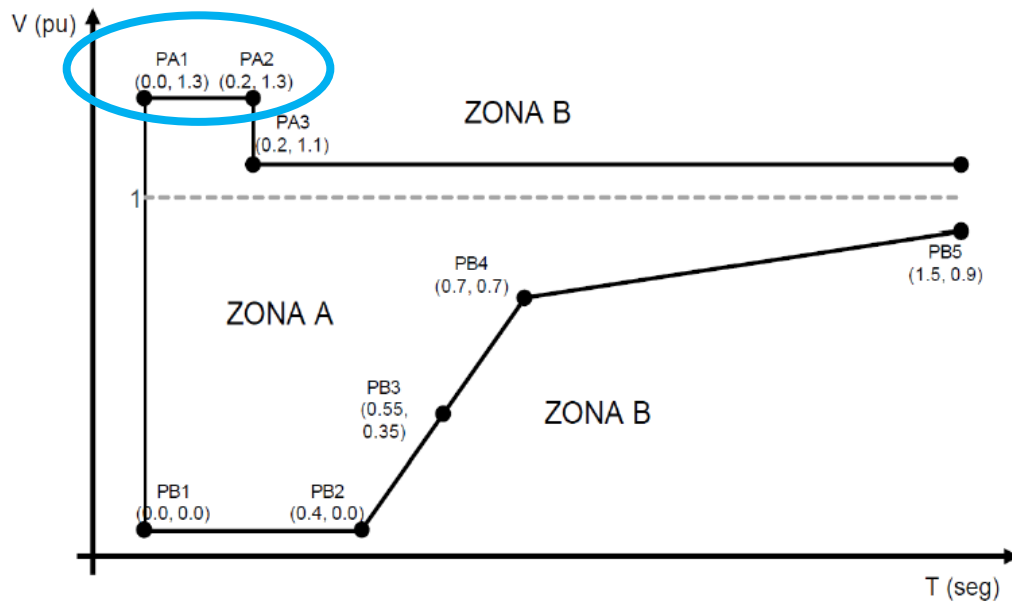


Figura 4.1.1.B: Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas tipo B y C (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).

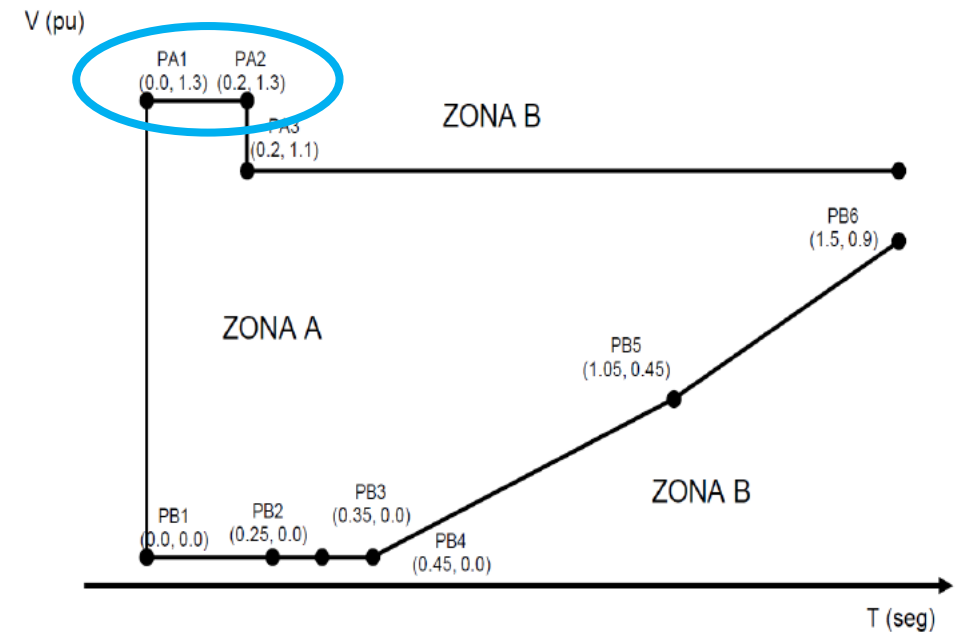


Figura 4.2.1.B Requerimiento de respuesta de las Centrales Eléctricas Asíncronas tipo D (Zona A), ante condiciones dinámicas o de falla (antes, durante y post falla).

Requerimientos de Ciberseguridad

Los requerimientos de ciberseguridad son los más novedosos dentro del Código de Red. Desde su primera versión este aspecto se incluyó dentro de los Criterios Generales de “Red Eléctrica Inteligente”. Para este punto no se desarrolló un Manual Regulatorio dentro del CdR, pero más tarde apareció el Manual de TIC como parte de las Reglas del Mercado.

*"Criterio REI - 3. Cada punto de medición de Centrales Eléctricas y Centros de Carga debe cumplir con los requerimientos establecidos en **el Manual de TIC**.*

El Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para **el Sistema Eléctrico Nacional** y el Mercado Eléctrico Mayorista se publicó en el DOF en diciembre de 2017.

Requerimientos de Ciberseguridad

Criterio REI - 4. La medición para el Control Operativo del SEN debe cumplir con los requerimientos de sincronización del reloj establecidos en la **Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019** vigente en materia de sistemas de medición de energía eléctrica o la que la sustituya y en el Manual de TIC.

Criterio REI - 5. El registro ante el CENACE del esquema de medición para Control Operativo se realizará siempre y cuando cumpla satisfactoriamente con el Manual de TIC y la **Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019** vigente en materia de sistemas de medición de energía eléctrica o la que la sustituya.

Criterio REI - 7. La selección de los medidores y transformadores de medida en los puntos de medición se hará de conformidad con lo establecido en la **NOM-001-CRE/SCFI-2019 vigente o la que la sustituya**, además de lo establecido en los Manuales Regulatorios de Conexión e Interconexión.

Criterio REI - 8. Para garantizar la confiabilidad, exactitud y precisión de los valores recibidos por el CENACE para los Participantes del MEM, la transmisión y presentación de los valores medidos se hará con las características establecidas en el Manual de TIC y **la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019** en materia de sistemas de medición de energía eléctrica. Asimismo, para la ciberseguridad, se deberá observar, en su caso, la regulación que para tal efecto emita la CRE.

Criterio REI - 11. Las verificaciones de los medidores y transformadores de medida se realizarán conforme a la **NOM-001-CRE/SCFI-2019** vigente o la que la sustituya.

Requerimientos de Ciberseguridad

La postergación de la Norma Oficial Mexicana es un reto para la exigencia del cumplimiento de los aspectos de Ciberseguridad para las Centrales Eléctricas



ACUERDO Núm. A/041/2022

ACUERDO DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA POR EL QUE SE MODIFICAN LOS ARTÍCULOS TRANSITORIOS DE LA NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-CRE/SCFI-2019, SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA-MEDIDORES Y TRANSFORMADORES DE MEDIDA-ESPECIFICACIONES METROLÓGICAS, MÉTODOS DE PRUEBA Y PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

Considerando

VIGÉSIMO SEXTO. Que la Secretaría de Economía y la Comisión determinan que actualmente **prevalece la imposibilidad física y material en la capacidad para la evaluación de la conformidad de la NOM-001-CRE/SCFI-2019**, ya que a la fecha si bien se cuenta con un Laboratorio de Prueba y dos Unidades de Inspección acreditadas, estos aún no han obtenido su aprobación; por otra parte, no se cuenta con algún Organismo de Certificación acreditado y aprobado de

Punto de Acuerdo

CUARTO. **A partir del 1 de enero de 2025, únicamente deberán instalarse medidores y transformadores de medida que cumplan con lo previsto en este instrumento.**

Los equipos que los Transportistas y Distribuidores acrediten haber adquirido previo a la fecha señalada en el párrafo anterior, podrán ser instalados y utilizados durante el periodo de vida útil de estos equipos, siempre y cuando mantengan las características metrológicas con las que fueron adquiridos originalmente.

Requerimientos de Ciberseguridad

Aplicación del Manual de TIC Centrales Eléctricas



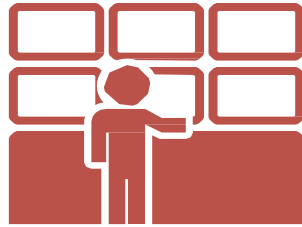
Caso	Permiso	Contrato de Interconexión	Representante	Situación	Cumplimiento del Manual de TIC
1	LSPEE (AUT, COG, E, I) LSPEE (PIE)	CIL Contrato con CFE	Generador de Intermediación Generación V	En términos de los artículos Transitorios Décimo, y Décimo Segundo de la Ley de la Industria Eléctrica: Los permisos se respetarán en sus términos, y los instrumentos vinculados a los Contratos de Interconexión Legados se respetarán en los términos de la LSPEE hasta su conclusión.	NO se requiere. Se sujetan a lo establecido en sus contratos, por ejemplo, Anexo E
2	LIE (GEN)	LIE (Acceso Abierto)	Generador	En términos del artículo 17 de la LIE: Los permisionarios y sus representantes están obligados al cumplimiento de las Reglas del Mercado	SI se requiere
3	LSPEE + LIE (UPC)	CIL y LIE	Generador de Intermediación y/o Generación V, y Generador	En términos del artículo 17 de la LIE: Los permisionarios y sus representantes están obligados al cumplimiento de las Reglas del Mercado	SI se requiere
4	LSPEE → LIE (Total o Parcial)	CIL → LIE (Total o Parcial)	Generador de Intermediación, y/o Generación V → Generador (Total o Parcial)	En términos del artículo 17 de la LIE: Los permisionarios y sus representantes están obligados al cumplimiento de las Reglas del Mercado	SI se requiere

¿Me aplica el Código de Red?

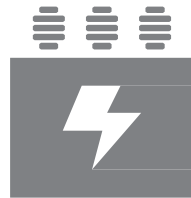
CENACE/CFE



CENACE[®]
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA



CFE
Comisión Federal de Electricidad



Control Operativo del SEN (LIE):

- La asignación y el despacho de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable.
- La operación de la Red Nacional de Transmisión que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista.
- La operación de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.

Control Físico del SEN (CdR):

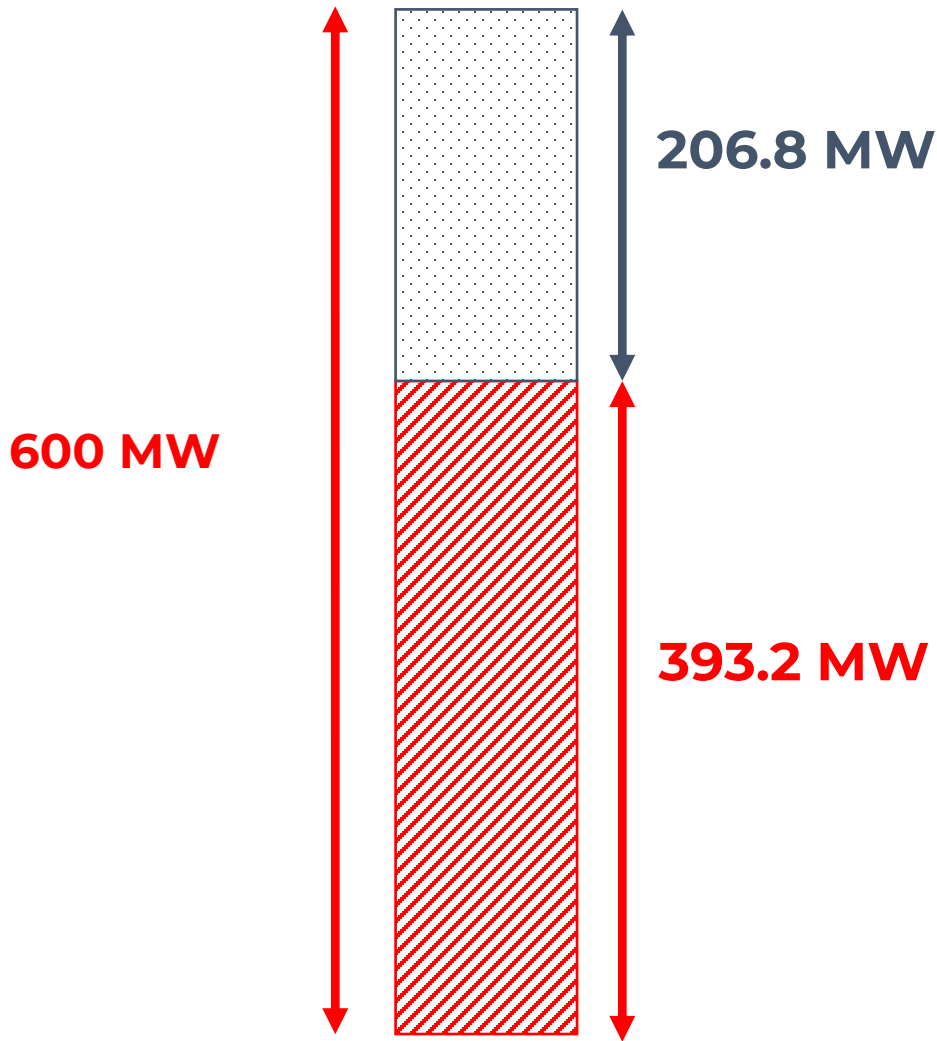
- El conjunto de acciones realizadas que modifican el estado de los Elementos que conforman el SEN o la ejecución de maniobras que requieren realizar los Usuarios del SEN en sus elementos por instrucción del CENACE relativas al Control Operativo del SEN.

Manual Regulatorio de Estados Operativos del SEN

Objetivo: el objetivo del presente Manual es definir los distintos Estados Operativos en los que puede incurrir el SEN o parte del mismo, así como las acciones y responsabilidades de los distintos Integrantes de la Industria Eléctrica para mantener una condición estable y reducir el impacto sobre el SEN cuando un disturbio provoque una condición operativa insegura en el mismo.

Estado	Reserva Operativa (RO)		Reserva de Planeación	
	SIN	Otros	SIN	Otros
Normal	$\geq 6\%$	$\geq 11\%$	$\geq 13\%$	$\geq 15\%$
Alerta	$3\% \leq RO \leq 6\%$	$4\% \leq RO \leq 11\%$	$6\% \leq RP \leq 13\%$	$RP < 15\%$
Emergencia	$RO < 3\%$	$RO < 4\%$	$RO < 6\%$	$RP < 15\%$
Restaurativo				

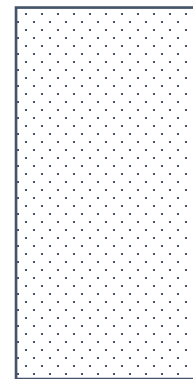
Reserva Operativa = Reserva Rodante + Reserva No Rodante



Reserva Operativa: Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable para incrementar su generación o consumo dentro de un lapso establecido, que combina Reserva Rodante y Reserva No Rodante.

Reserva Rodante: Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable sincronizados a la red eléctrica para incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido.

Reserva No Rodante: Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable desconectados de la red eléctrica, que puedan sincronizar y entregar su potencia disponible dentro de un lapso establecido.



206.8 MW → forman parte de la reserva operativa del SEN.

RO = Reserva Rodante + Reserva No Rodante

206.8 MW → RR

Declaratorias del CENACE



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

**Dirección de Operación y
Planeación del Sistema**
Subdirección de Operación

Ciudad de México, 24 de mayo de 2023

NOTA SIN23-0084

CONDICIONES OPERATIVAS DEL SIN

De las 00:54 horas del 24 de mayo de 2023, la Gerencia de Control Regional Oriental, del Sistema Interconectado Nacional se declara en Estado Operativo de Alerta en la Compuerta Zona Poza Rica, por control de flujo PRD A3V90 PPT + PRD A3580 TUV para soportar la contingencia sencilla más severa, debido a indisponibilidad de Generación en Laguna Verde U1 y U2.

**Estado
Operativo de
Alerta**

Declaratorias del CENACE



Dirección de Operación y
Planeación del Sistema
Subdirección de Operación

Ciudad de México, 24 de octubre de 2023

Nota informativa SIN23-0222

NOTA INFORMATIVA SOBRE EL ESTADO OPERATIVO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

INICIO

A partir de las 22:16 horas del 24 de octubre de 2023 se declara Estado Operativo de Emergencia en el Sistema Interconectado Nacional, por lo que el CENACE llevará a cabo las acciones operativas conducentes.

-00-



**Estado
Operativo de
Emergencia**

Manual Regulatorio de Coordinación Operativa

Está dirigido al personal operativo de los Usuarios del SEN:

- Definir niveles operativos y establecer lineamientos para la **comunicación**, **flujo de información**, **coordinación e interacción operativa** de los usuarios del SEN.
- Establecer los lineamientos que deben cumplir los **responsables que intervengan en la Operación** del SEN para que esta se efectúe con criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.



Manual Regulatorio de Coordinación Operativa

1. Responsabilidades:

- CENACE
- Sistemas de información, comunicación y control
- Operadores
- Transportista y Distribuidor
- Recursos de Demanda Controlable

2. Fronteras operativas de responsabilidad

- Personal autorizado
- Fronteras operativas

3. Control de variables del SEN (tensión, frecuencia, flujos de potencia)

- Control de tensión
- Control de frecuencia
- Control de flujos de potencia

4. Instrucciones de Despacho de Centrales Eléctricas y RDC

- Central Eléctrica
- Instrucciones de despacho y generación
- Instrucciones de despacho de carga (RDC)

5. Administración de Licencias

- Tipos de Licencia
- Solicitud
- Coordinación
- Personal autorizado a tomar Licencias
- Maniobras

6. Prevención y atención de Disturbios

- Control operativo y Control físico
- Atención de Disturbios

Participación en el procedimiento de análisis causa – raíz

PROCEDIMIENTO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE DISTURBIOS DE ALTA Y MEDIA RELEVANCIA EN LA RNT Y LAS RGD QUE PERTENECEN AL MEM Y QUE OCASIONEN INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

I. Objetivo

Definir el procedimiento para la identificación de la Causa Raíz de Disturbios de alta o media relevancia en la RNT o las RGD que pertenecen al MEM que hayan provocado Interrupción de Suministro Eléctrico en un periodo mayor o igual de 5 minutos. Asimismo, establecer el proceso para la implementación de acciones correctivas y preventivas por medio de un plan de acción que coadyuve a evitar su recurrencia y asignación de responsabilidades. Para ello, se obtendrá como resultado final de este procedimiento un Informe Final del Disturbio, elaborado por un Grupo de Trabajo conformado por las partes involucradas en el Disturbio, la CRE y el CENACE.

La designación de las responsabilidades debe basarse en la Causa Raíz del Disturbio, la evolución del mismo y las contribuciones a la duración de las interrupciones que se hayan derivado.

La adecuada aplicación de este procedimiento estará a cargo de la CRE y la administración de su herramienta informática SRD estará a cargo del CENACE.

Participación en el procedimiento de análisis causa – raíz

3. Integración y operación del Grupo de Trabajo

El Grupo de Trabajo debe ser convocado por el CENACE. Este estará conformado por:

- CRE (invitado permanente).
- CENACE.
- Transportista (cuando haya estado involucrado en el Disturbio).
- Distribuidor (cuando haya estado involucrado en el Disturbio).
- Suministrador (cuando el Disturbio involucre uno o varios de sus representados).
- Usuarios Calificado Participante del MEM (cuando haya estado involucrado en el Disturbio).
- Generador (cuando el Disturbio involucre uno o varios de sus representados).

Participación en el procedimiento de análisis causa – raíz

El objetivo del Grupo de Trabajo es elaborar el **Informe Final del Disturbio** para lo cual, llevará a cabo, entre otras, las funciones siguientes: **sesionar las veces que sean necesarias**, por los medios que determine el CENACE, para realizar el **Análisis Causa Raíz**, **determinar las acciones correctivas y preventivas**, implementar el **plan de acción** para evitar su recurrencia y realizar la **asignación de responsabilidades** de la Interrupción. El Grupo de Trabajo deberá elaborar una minuta por cada sesión y una minuta de cierre de sus actividades, mismas que deberán ser integradas en el **Informe Final del Disturbio**.

Mega apagón en diciembre de 2020, por incendio y fallas en subestación, dicen expertos ajenos a CFE

“La falla fue debido a un incendio en esta zona (...) produce una descarga al tener contacto con la línea de transmisión... y se produce una descarga a tierra

Redacción AN / ES

05 Jul, 2021 19:03



¿Me aplica el Código de Red?

Centros de Carga

¿Qué requerimientos me aplican del CdR?

"Centro de Carga": 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.

Depende...

- *Demanda contratada (kW)*
- *Nivel de tensión del suministro (kV)*



Aspectos para Centros de Carga

Todos los requerimientos técnicos están referidos al Punto de Interconexión (Generadores) y Punto de Conexión (Centros de Carga).

DOF: 09/02/2018

ACUERDO por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (Continúa en la Tercera Sección).

- 1.5.78 **Punto de Conexión:** El punto físico en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales, determinado por el CENACE en el Estudio Indicativo, donde uno o varios Centros de Carga, que pueden o no compartir infraestructura entre ellos, se conectan en un mismo nivel de tensión para recibir el suministro de energía eléctrica, el cual delimita la frontera operativa y de responsabilidad física entre el Transportista, Contratista o Distribuidor y los Solicitantes. Cada Centro de Carga tendrá su propio sistema de medición.
- 1.5.79 **Punto de Interconexión:** El punto físico en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales, determinado por el CENACE en el Estudio Indicativo, donde una o varias Centrales Eléctricas, que pueden o no compartir infraestructura entre ellas, se conectan en un mismo nivel de tensión para entregar la energía eléctrica, el cual delimita la frontera operativa y de responsabilidad física entre el Transportista, Contratista o Distribuidor y los Solicitantes. Cada Central Eléctrica tendrá su propio sistema de medición.

Entrada en vigor CdR 2.0 para centros de carga

Se deberá entender que la obligación referida para Centros de Carga en Media o Alta Tensión continúa vigente y exigible por la CRE, en los plazos señalados. Sin menoscabo de lo anterior, los Centros de Carga sujetos a esta obligación, podrán entregar a la CRE un Plan de Trabajo para asegurar el cumplimiento de los requerimientos del presente Manual Regulatorio de Conexión.

Los Centros de Carga en Baja Tensión, no son objeto del presente Manual Regulatorio de Conexión.

Finalmente, los Centros de Carga que se encuentren conectados en Media Tensión, y que tengan una demanda contratada mayor o igual a 1 MW, contarán con un periodo transitorio no mayor a dos años, contados a partir de la publicación en el DOF de la presente versión del Código de Red, para asegurar el cumplimiento con los requerimientos técnicos señalados en los numerales 2.4 y 2.8 del presente Manual Regulatorio de Conexión, referidos a factor de potencia y Calidad de la potencia.

Los Centros de Carga a los que se hace referencia en el párrafo anterior, y que prevean un plazo mayor para su cumplimiento con los requerimientos mencionados en el periodo transitorio (no mayor a dos años posteriores a la fecha de publicación del Código de Red), deberán presentar a la CRE un Plan de Trabajo detallando las acciones que serán implementadas, considerando los tiempos y prácticas prudentes, para asegurar el cumplimiento de lo establecido en este Manual.

Entrada en vigor CdR 2.0 para centros de carga

Las obligaciones establecidas en la primera versión del CdR en 2016 siguen vigentes y se esperaba que los Centros de Carga las cumplieran en 2019. El nuevo CdR NO se traduce en una nueva oportunidad de cumplir con lo que ya se pedía en 2016. Si no se terminó en 2019, ya es INCUMPLIMIENTO.

Los Centros de Carga en Baja Tensión (≤ 1 kV) siguen estando fuera del alcance del nuevo CdR y por lo tanto NO están obligados a cumplir ningún requerimiento.

Entrada en vigor CdR 2.0 para centros de carga

Los Centros de Carga conectados en Media Tensión ($1 < \text{kV} \leq 35$) y demanda contratada ($\geq 1 \text{ MW}$) tienen un máximo de 2 años (enero 2024) para cumplir los requerimientos de factor de potencia (numeral 2.4 del Manual) y de calidad de la potencia (numeral 2.8 del Manual)

Los Centros de Carga anteriores que SÍ PUEDAN cumplir con esos requerimientos en 2 años NO necesitan entregar un Plan de Trabajo a la CRE. Si no les alcanza ese tiempo entonces SÍ deben de entregar un Plan de Trabajo ante la CRE.

Centros de carga: lo que sí toca cumplir

Requerimiento	Centros de Carga conectados en Media Tensión con demanda contratada < 1 MW	Centros de Carga conectados en Media Tensión con demanda contratada \geq 1 MW	Centros de Carga conectados en Alta Tensión
2.1 Tensión	Aplica	Aplica	Aplica
2.2 Frecuencia	Aplica	Aplica	Aplica
2.3 Corto circuito	Aplica	Aplica	Aplica
2.4 Factor de Potencia	No aplica	Aplica	Aplica
2.5 Protecciones	Aplica	Aplica	Aplica
2.6 Control	Aplica sólo para RDC	Aplica sólo para RDC	Aplica sólo para RDC
2.7 Intercambio de información	Aplica conforme lo señale el Manual de TIC	Aplica conforme lo señale el Manual de TIC	Aplica conforme lo señale el Manual de TIC
2.8 Calidad de la potencia	Aplica sólo el desbalance de tensión y de corriente	Aplica	Aplica

Tabla 1.1.A: Requerimientos aplicables a los Centros de Carga.

Unidades de Inspección de Código de Red



ECONOMÍA
SECRETARÍA DE ECONOMÍA



CONAMER
COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULADORA

BÚSQUEDA DE
REGULACIONES



[Búsqueda Avanzada](#)

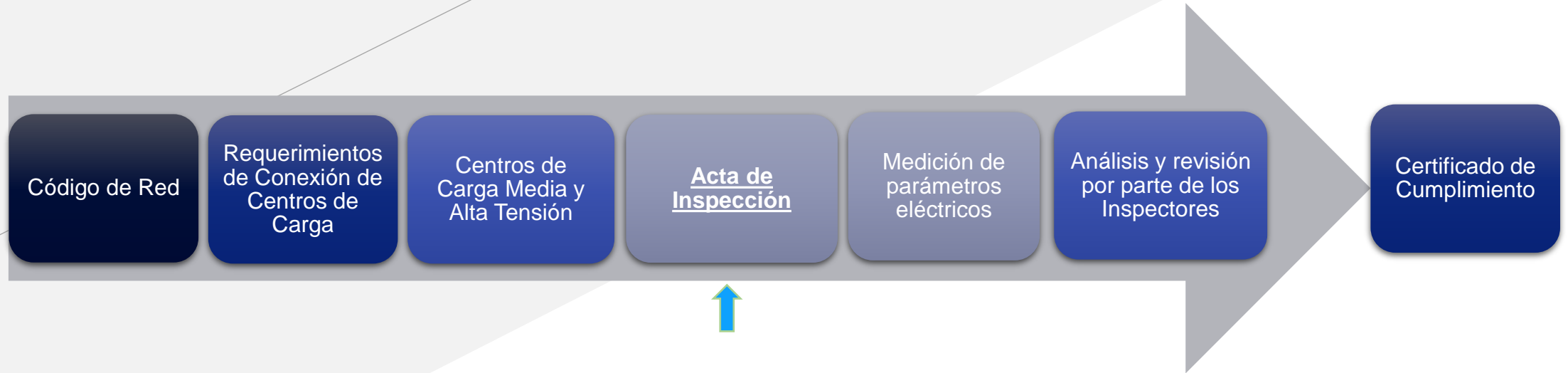
[IR A PORTAL DE ANTEPROYECTOS](#)

ESTÁS AQUÍ: [INICIO](#) / [PORTAL DE ANTEPROYECTOS](#) / [ANTEPROYECTO/55881](#)

ACUERDO DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA POR EL QUE SE EXPIDEN LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESTABLECEN LAS BASES NORMATIVAS PARA AUTORIZAR UNIDADES DE INSPECCIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA CENTROS DE CARGA Y DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN LAS ÁREAS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, ASÍ COMO EL PROCEDIMIENTO APLICABLE A INSPECCIONES Y LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LAS UNIDADES DE INSPECCIÓN

[CONAMER - Sistema de Mejora Regulatoria \(cofemersimir.gob.mx\)](http://cofemersimir.gob.mx)

Operación de Unidades de Inspección CdR



- ✓ La inspección se llevará a cabo por una UI a petición de parte interesada o a petición de la CRE.
- ✓ La UI recaba información y se coordina con el Centro de Carga para realizar la inspección.
- ✓ La UI debe contar con Inspectores capacitados e instrumentos necesarios para la toma de mediciones (Analizador Clase A)
- ✓ Se levanta un Acta de Inspección y en su Caso se expide un Certificado de Cumplimiento
- ✓ Todo el trabajo realizado por las UI es reportado y vigilado por la CRE

Unidades de Inspección de Código de Red

- **¿Qué conocimientos o experiencia podrían ser requeridos?**

Análisis de Calidad de la Energía / Cortocircuito / Coordinación de Protecciones

Instalaciones Eléctricas / Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia / Estándares / Especificaciones / Leyes

- **¿Cómo se podría evaluar a quienes pretendan ser inspectores?**

- Requerimientos administrativos (representación legal, datos de los inspectores)

- Seguro de responsabilidad civil, riesgo de la actividad


- Sistema de aseguramiento de la calidad y manual de procedimientos

- Trayectoria y experiencia profesional (5 años)

- Demostración de recursos materiales (analizadores de red Clase "A")

- Control de documentos, sistemas de comunicación, acceso a acervos tecnológicos, equipos de seguridad, medios de transporte, entre otros

Sanciones por incumplimiento



Fracción I, inciso k):

- **Con multa del 2 al 10% de los ingresos brutos percibidos el año anterior** por: “Dejar de observar, de manera grave a juicio de la CRE, las disposiciones en materia de la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional”

Fracción II, inciso c):

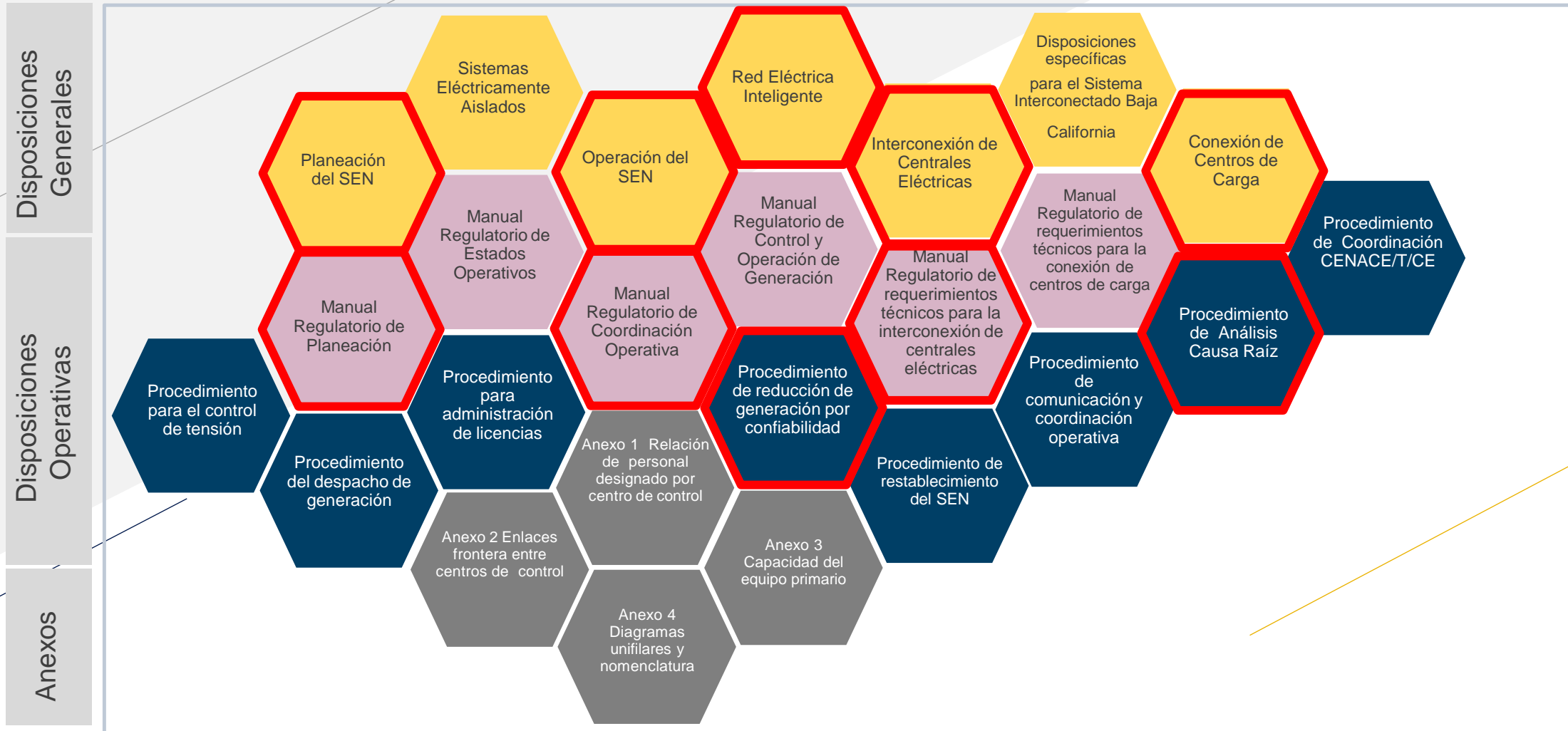
- **Con multa de 50,000 a 200,000 salarios mínimos** por: “Incumplir las disposiciones en materia de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional”.

5 – 20 millones de pesos

La magnitud de la condición de incumplimiento será evaluada por la Comisión con el apoyo técnico del CENACE y considerará el impacto asociado a:

- a. Número de usuarios afectados,
- b. Tiempo de interrupción del suministro,
- c. Energía no suministrada,
- d. Corte manual de carga no controlable,
- e. Otras (reincidencia y contumacia)

La extensión y complejidad del CdR



Conclusiones

- El Código de Red es la más emblemática regulación técnica de confiabilidad que ha emitido la CRE.
- Este instrumento es extenso y que puede resultar complejo. Su entendimiento por parte de los sujetos regulados es importante porque así lo cumplen de manera efectiva.
- A través de la adecuación y actualización del Código de Red se pueden habilitar técnicamente aspectos como el almacenamiento de energía, la transmisión en corriente directa, la electromovilidad, etc.
- El Código de Red perdurará puesto que es una regulación de naturaleza técnica. Los cambios al régimen legal trataron de modificar otros aspectos: participación de privados, estructura tarifaria, arreglo del Mercado Eléctrico. **El Código de Red llegó para quedarse.**

Muchas gracias



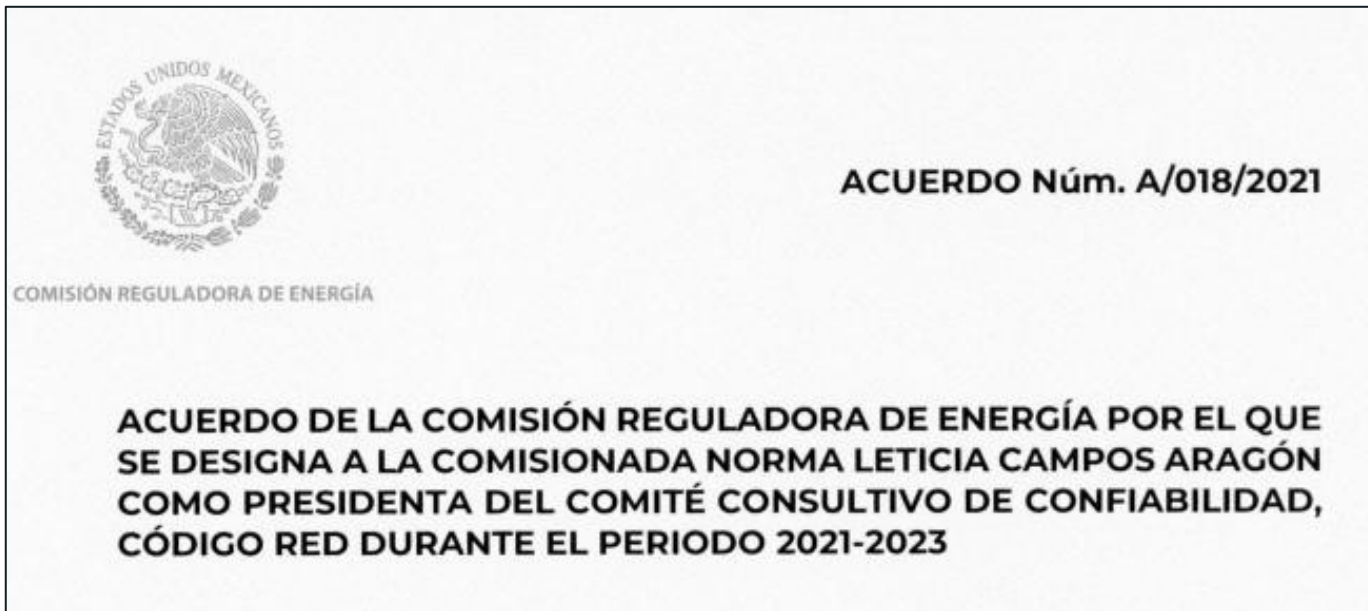
[@HectBeltran](https://twitter.com/HectBeltran)

Comité Consultivo (CdR 2.0)

B.1 Revisión y actualización del Código de Red

Los procesos de revisión y actualización del Código de Red se llevarán a cabo a través del Comité Consultivo de Confiabilidad, órgano propositivo y de opinión que tiene por objeto contribuir al proceso de revisión, actualización, normalización y consulta pública de las Disposiciones Generales, Manuales Regulatorios, y Procedimientos del Código de Red, de conformidad con las Reglas de Operación del Comité Consultivo de Confiabilidad emitidas por la CRE vigentes. Los procesos de revisión y actualización podrán ser presentados ante dicho Comité por la CRE cuando así lo considere necesario, para lo cual tomará en cuenta, entre otros aspectos, los desarrollos tecnológicos más recientes de la Industria Eléctrica.

Comité Consultivo (CdR 2.0)



- Designación del Secretario Técnico
- Publicar convocatoria
- Analizar candidatos
- Designar nuevos Vocales

Comité Consultivo de Confiabilidad

Código de Red 2022-2023, Aprobado en la Sesión Extraordinaria del 14 de julio de 2022 por el Órgano de Gobierno de la CRE

<i>INTEGRANTES</i>	<i>NOMBRES</i>
Presidenta	Comisionada Dra. Norma Leticia Campos Aragón <i>Comisión Reguladora de Energía (CRE)</i>
Secretario Técnico	Ec. Sergio Eduardo Domínguez Rodríguez <i>Comisión Reguladora de Energía (CRE)</i>
Invitados Permanentes (CENACE)	Mtro. Emilio Luna Quiroz Ing. Mauricio Cuéllar Ahumada
Generadores o, en su caso, asociaciones que los agrupen	Mtro. Jorge Armando Gutiérrez Vera <i>Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE)</i>
Centros de Carga o, en su caso, asociaciones que los agrupen	Mtro. Alger Sosa Errazquin <i>Asociación Mexicana de Suministradores Calificados A.C. (AMSCA)</i>
Transportistas	Mtro. Rodolfo Antonio Tejada Guevara <i>Colegio de Ingenieros Mecánicos Electricistas, Electrónicos y de Ramas Afines del Estado de Chihuahua</i>
Distribuidores	Mtro. Jaime Roger Méndez González <i>CFE Distribución</i>
Fabricantes de equipo eléctrico o, en su caso, asociaciones que los agrupen	Mtro. José Antonio Hernández Barrón <i>Asociación Mexicana de Energía (AME)</i>
Instituciones Académicas	Mtro. Manuel Madrigal Martínez <i>Instituto Tecnológico de Morelia</i>
Otros	Ing. Francisco Javier Varela Solís

El trabajo del CCC es público

Comisión Reguladora de Energía > Documentos

Publicaciones Recientes

Actas de las Sesiones del Órgano de Gobierno 2023

Nuevo

Aa+

Aa-

Minutas del Comité Consultivo de Confiabilidad

Consulta las minutas del CCC

Comisión Reguladora de Energía | 06 de diciembre de 2022

De conformidad con fundamento en la Regla Séptima, fracciones I; VIII, X XIV del Capítulo 3 “Funciones del Comité y atribuciones de sus integrantes” y Décima Primera del Capítulo 4 “De las Sesiones del Comité”, y Vigésima Octava y Vigésima Novena del Capítulo 7 “De las Minutas” de las Reglas de Operación del Comité Consultivo de Confiabilidad, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 29 de agosto de 2017, se publican las minutas de las sesiones realizadas por el Comité Consultivo de Confiabilidad durante 2022 y 2023.

Documentos

Minuta Primera Sesión Ordinaria 20/09/2022



Minuta Segunda Sesión Ordinaria 25/10/2022



Minuta Tercera Sesión Extraordinaria 23/11/2022



Minuta Cuarta Sesión Extraordinaria 02/12/2022



Minuta Quinta Sesión Extraordinaria 18/01/2023



<https://www.gob.mx/cre/documentos/minutas-del-comite-consultivo-de-confiabilidad-2022>