

Código de Red 2.0



Soluciones Avanzadas de Calidad de Energía



Código de Red

Éste fue emitido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) el 8 de abril del 2016 y establece los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Lo anterior establece un piso parejo para los generadores de energía, la Red Nacional de Transmisión, las Redes Generales de Distribución y los Centros de Carga (CC).

Los beneficios de cumplir el Código de Red (CR) incluyen seguridad, continuidad y confiabilidad, aunados a retornos de inversión y aspectos económicos a todos los participantes del mercado. Un CC que cumple con el CR tendrá una continuidad de servicio mayor. El Electric Power Research Institute (EPRI) de EUA informa que el 80% de las fallas son internas y con costos a la economía estadounidense de 150 mil millones de dólares anuales.

Multas y sanciones

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".

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.

Referencia - Artículo 165 de la Ley de la Industria Eléctrica >> <https://bit.ly/3zxj3YU>



Actividades reguladas

El CR es obligatorio para todos los CC en media tensión y alta tensión. El incumplimiento del mismo implica multas que provienen de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).



Operación.

Condiciones operativas para asegurar el Suministro Eléctrico en condiciones de seguridad y Continuidad.



Planeación.

Condiciones que son de observancia obligatoria en la elaboración de los programas de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD.



Generación.

Requerimientos técnicos que deben de cumplir las Unidades de Central Eléctrica que deseen interconectarse al SEN.



Centros de Carga.

Requerimientos técnicos que deben de cumplir los Centros de Carga que pretendan o estén conectados al SEN.

Acerca de la **versión 2.0**

La CRE aprobó el viernes 17 de diciembre el Código de Red 2.0, instrumento que tiene como objetivo el mejoramiento y buen funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), mismo que fue publicado por la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) y que da respuesta a las 4,764 preguntas o solicitudes de aclaraciones que se dieron en la consulta pública de la segunda versión lanzada en 2019.

Respuesta a los 4,764 comentarios de la consulta pública >> <https://bit.ly/3Hdvj7J>

Publicación en el **DOF**

El 31 de diciembre del 2021 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) para que entre en vigor. Esta versión es una actualización al Código de Red (CR) actual que fue emitido por la CRE a través de la resolución RES/151/2016, y publicado en el DOF el 8 de abril de 2016 siendo de carácter obligatorio al día siguiente de su publicación.

Referencia: DOF - Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3rdptsD>



Apartados **modificados**

Versión 2016	Versión 2021
Objetivo	I. Objetivo
1. Alcance y aplicación	II. Alcance y aplicación
2. Criterios de Conexión	1. Criterios de Conexión
3. Requerimientos	2. Requerimientos
3.1 Tensión	2.1 Tensión
3.2 Frecuencia	2.2 Frecuencia
3.3 Corto circuito	2.3 Corto circuito
3.4 Requerimiento de FP	2.4 Factor de Potencia
3.5 Protecciones	2.5 Protecciones
3.6 Control	2.6 Control
3.7 Intercambio de información	2.7 Intercambio de información
3.8 Calidad de energía	2.8 Calidad de la potencia
3.9 Modelos de simulación	2.9 Modelos de simulación
4. Monitoreo de la conformidad	3. Verificación de la conformidad
	4. Plan de Trabajo

Requerimientos aplicables a los **Centros de Carga**

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 solo para RDC*	Aplica solo para RDC*	Aplica solo 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 solo el desbalance de tensión y de corriente	Aplica	Aplica

*RDC - Recurso de Demanda Controlable.

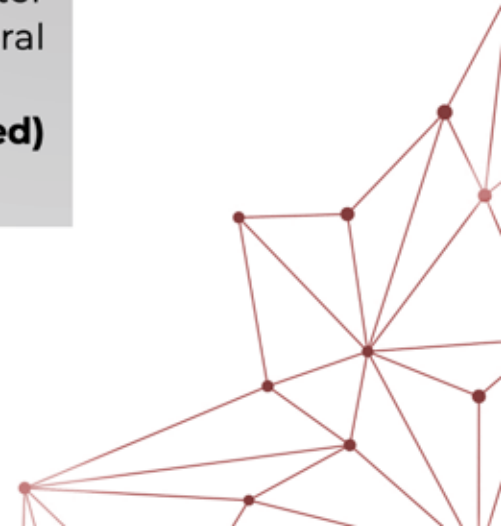
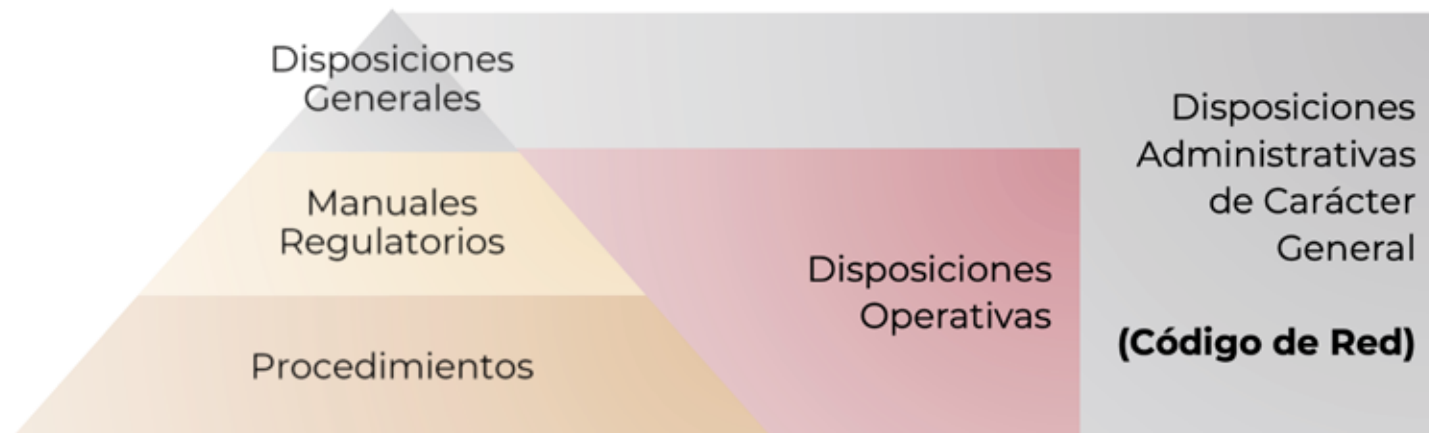


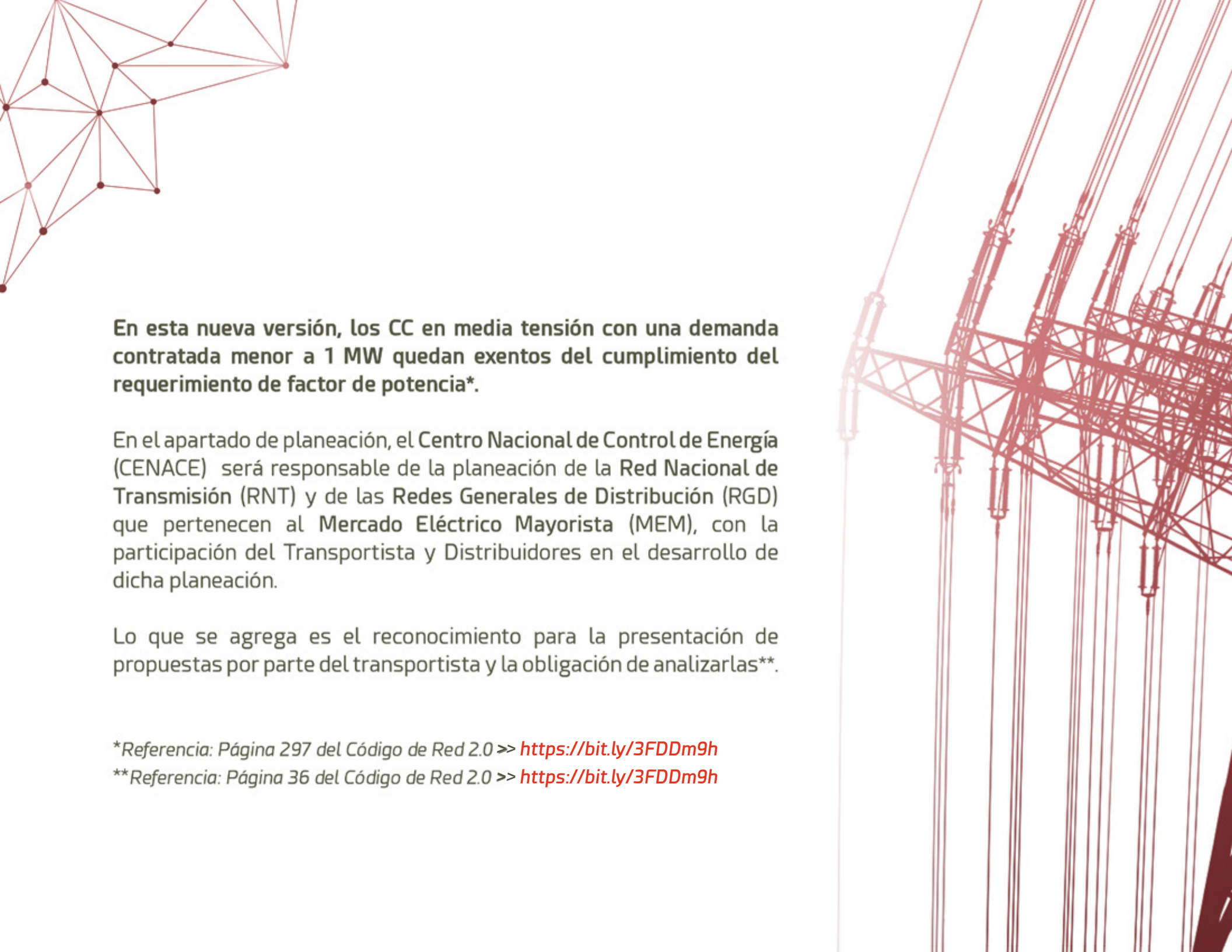
Principales cambios

El CR considera distintos aspectos del SEN entre los que se incluye la planeación, operación (Generación - Transmisión - Distribución), acceso y uso de la infraestructura (Interconexión - Conexión). Este instrumento está conformado por Disposiciones Generales, por Disposiciones Operativas y dentro de estas existen Manuales y Procedimientos.

Para entender la prelación jerárquica dentro del CR podemos observar la siguiente figura.

Referencia: Página 19 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>





En esta nueva versión, los CC en media tensión con una demanda contratada menor a 1 MW quedan exentos del cumplimiento del requerimiento de factor de potencia*.

En el apartado de planeación, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) será responsable de la planeación de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) que pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con la participación del Transportista y Distribuidores en el desarrollo de dicha planeación.

Lo que se agrega es el reconocimiento para la presentación de propuestas por parte del transportista y la obligación de analizarlas**.

**Referencia: Página 297 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>*

***Referencia: Página 36 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>*

En la parte de operación, se incorpora un nuevo "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". Este apartado será de suma importancia considerando acontecimientos como el ocurrido el 28 de diciembre de 2020.

Referencia: Página 244 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>

Para conocer más de esta falla puede leer el análisis que realizó Santiago Barcón en Energía Hoy >> <https://bit.ly/3sGasls>



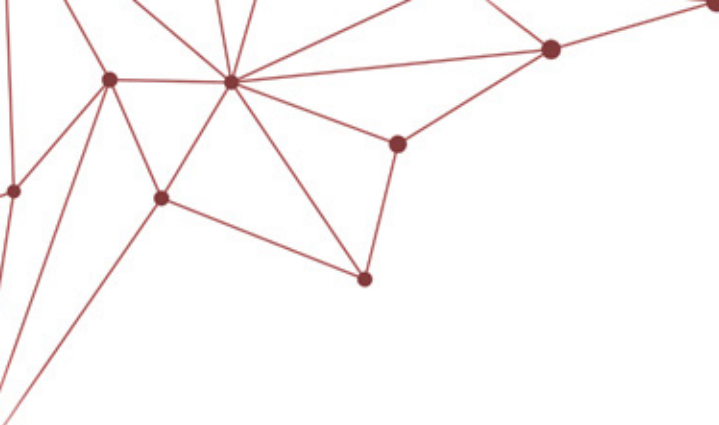


También es importante considerar que se modifica el orden de despacho de las centrales. Esto en función de la cantidad de generación a disminuir a nivel **Sistema Interconectado** o en una zona específica del SEN, quedando de la siguiente manera:

- *Generación en periodo de pruebas de puesta en servicio (independientemente del tipo de tecnología).*
- *Generación intermitente despachable.*
- *Generación hidroeléctrica despachable, sin afectar control de niveles o necesidad de gasto ecológico.*
- *Generación térmica, considerando su límite mínimo de regulación.*
- *Generación hidroeléctrica no despachable, sin afectar control de niveles o necesidad de gasto ecológico.*
- *Generación de Contratos de Interconexión Legados.*
- *Generación Firme no despachable (Geotérmica y Nuclear).*

Referencia: Página 221 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>





Mucho se ha mencionado de las **energías renovables (asíncronas)** y de su papel dentro del SEN.

En la nueva versión del CR se habla acerca de su participación en el control primario ante una baja frecuencia dado que la entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas. Particularmente ante limitaciones cerca de la Capacidad Instalada Neta y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía ante baja frecuencia. **Debe entregar siempre potencia activa en el Punto de Interconexión en tanto las condiciones ambientales como operativas lo permitan.**

Referencia: Página 271 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>



Quizá uno de los puntos que más ha causado confusión es el referente al Factor de Potencia (FP) ya que en esta nueva versión se extiende el número de Centros de Carga (CC).

Ahora, en Estado Operativo Normal, los CC conectados en niveles de Media Tensión con una demanda contratada mayor o igual a 1 MW y los CC conectados en niveles de Alta Tensión deberán mantener un factor de potencia entre 0.95 en atraso y 1.0 en el Punto de Conexión. Dichos CC deberán cumplir con este requerimiento al menos el 95% del tiempo durante un periodo mensual.

La vigencia de este requerimiento permanecerá hasta el 9 de abril de 2026, a partir de esta fecha se deberá mantener un factor de potencia entre 0.97 en atraso y 1.0 en el Punto de Conexión.

Referencia: Página 300 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>

Tensión nominal [kV]	Tensión máxima [kV]	Tensión mínima [kV]
400.0	420.0	380.0
230.0	241.5	218.5
161.0	169.05	152.95
138.0	144.9	131.1
115.0	120.75	109.25
85.0	89.25	80.75
69.0	72.45	65.55
34.5	36.225	32.775
23.0	24.15	21.85
13.8	14.49	13.11

Nota: Es importante revisar la calibración de sus protecciones a estos nuevos valores.

Valores máximos y mínimos de tensión entre fases que deben soportar los Centros de Carga de manera permanente.

En esta nueva revisión del instrumento se modifican los valores de tensión en la que los Centros de Carga (CC) deberán seguir conectados ante variaciones de tensión de manera permanente considerando como tensión máxima, el 105% de la tensión nominal y como tensión mínima, el 95% de la tensión nominal.

Para niveles de tensión nominal no especificados en la tabla, los límites inferior y superior se aplican en la misma proporción (95% y 105%).

Referencia: Página 298 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>

Para los niveles de Corto Circuito, el horizonte de los valores pasa de 6 a 3 años con base en el PRODESEN publicado por la SENER.

Referencia: Página 300 del Código de Red 2.0 >

En el caso de la Calidad de la Energía, los cambios consisten en:

- La I_L es ahora la corriente máxima de carga (corriente de línea a frecuencia fundamental).
- Si no se dispone de este valor, la referencia será la corriente nominal de los transformadores de instrumento. Anteriormente se indicaba la corriente nominal de los transformadores de corriente del equipo de medición del suministrador.

Referencia: Página 302 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>

Se añade un nuevo intervalo para los armónicos en tensiones mayores a 161 kV. Esto implica que para las razones de corto circuito o impedancia relativa menores a 25 son ahora más exigentes.

Referencia: Página 303 del Código de Red 2.0 >

>> <https://bit.ly/3FDDm9h>

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L)	Límites para componentes armónicas impares en % de I_L					Distorsión armónica total de demanda en % (%DATD)
	Armónicas <11	Armónicas 11 a 16	Armónicas 17 a 22	Armónicas 23 a 34	Armónicas >34	
$I_{cc}/I_L < 50$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$I_{cc}/I_L \geq 50$	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Tabla 2.8.C. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores a 161 kV. Versión 2016.

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L)	Límites para componentes armónicas de orden (h) impar en porcentaje de I_L (%)					Distorsión Armónica Total de Demanda (%DATD)
	$2 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	
$I_{cc}/I_L < 25$	1.0	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
$25 \leq I_{cc}/I_L < 50$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$I_{cc}/I_L \geq 50$	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Tabla 2.8.C. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores a 161 kV. Versión 2021.



Indicador	Límite
P _{st}	≤ 1
P _{lt}	≤ 0.65
d _t	≤ 3.3% Durante el cambio de tensión para más de 500 ms.
d _c	≤ 3.3%
d _{máx}	≤ 4% Sin condiciones adicionales. ≤ 6% Para equipo que es conmutado manualmente o con una frecuencia mayor a 2 veces por día y también con arranque retardado de más de 10 segundos, o arranque manual después de una interrupción en el suministro de energía. ≤ 7% Para equipo que es conmutado hasta dos veces al día.

Tabla 3.8.D Límites de fluctuaciones de tensión. Versión 2016.

Indicador	Límite
P _{st}	≤ 1
P _{lt}	≤ 0.8

Tabla 3.8.D Límites de fluctuaciones de tensión. Versión 2021.

El índice P_{lt} (largo plazo) es ahora ≤ 0.8, anteriormente era de ≤ 0.65. Desaparece la referencia a d_t, d_c y d_{máx}. Los valores de P_{st} y P_{lt} serán monitoreados y medidos conforme a la NOM-001-CRE/SCFI-2019 vigente o la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 Clase A o IEC 61000-4-30 Clase A. El percentil 95 se evaluará con registros semanales (o 7 días naturales).

CFE Transmisión o CFE Distribución notificará al CENACE cuando observe incumplimientos.

Referencia: Página 304 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>

$$\%V_{\text{desb}} = \frac{\text{Máximo } (|V_{\text{Prom}} - V_{AB}|, |V_{\text{Prom}} - V_{BC}|, |V_{\text{Prom}} - V_{CA}|)}{V_{\text{Prom}}}$$

En el apartado de desbalance de tensión, se limita a un máximo de 2%. La medición será la agregación de 10 minutos conforme a la NOM-001-CRE/SCFI-2019 vigente o la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 Clase A o IEC 61000-4-30 Clase A.

La evaluación será en periodos semanales (o de 7 días).

Referencia: Página 305 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>



$$\%I_{\text{desb}} = \frac{\text{Máx} (|I_{\text{Prom}} - I_A|, |I_{\text{Prom}} - I_B|, |I_{\text{Prom}} - I_C|)}{I_{\text{Prom}}}$$

El desbalance de corriente queda limitado a 15% y se evaluará el valor promedio de los registros de medición durante un periodo semanal (o 7 días naturales).

Referencia: Página 305 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>

En esta actualización se incluye el formato a usar para presentar el Plan de Trabajo y que debe entregarse a la CRE mediante un escrito libre dirigido a la Secretaría Ejecutiva.

Debe ser firmado por el Representante Legal del CC para efectos del CR, acompañado de la documentación anexa requerida.

Referencia: Página 307 del Código de Red 2.0 >> <https://bit.ly/3FDDm9h>





Cursos especializados

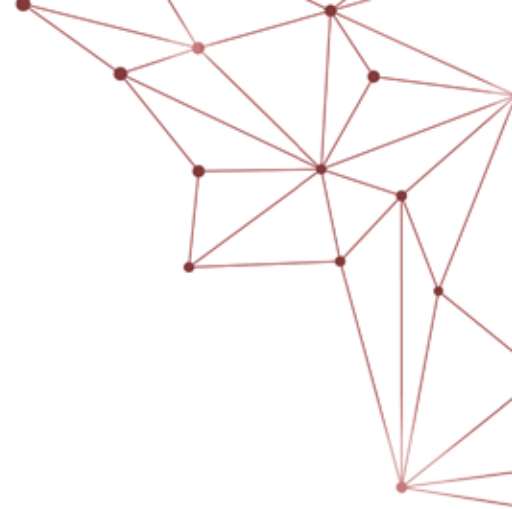
Frente a la actualización de esta normativa siempre será recomendable estar capacitado. A través del Instituto EH, ofrecemos el curso "Código de Red 2.0: Lo que debes saber de las actualizaciones aplicables en el aspecto regulatorio, técnico y legal".

En este curso de dos sesiones aprenderás el alcance y los principales cambios en el instrumento a partir de la consulta pública que dió respuesta a poco más de 4 mil comentarios.

Otra modalidad es a través del Campus Virtual del Instituto EH, la ventaja de esta modalidad es que el participante puede gestionar su tiempo de estudio con otras actividades ya que el campus se encuentra disponible las 24 horas los siete días de la semana durante 30 días naturales con acceso ilimitado desde cualquier dispositivo móvil (computadora portátil, celular, tablet y/o iPad).

El curso está dirigido tanto para consultores que deseen especializarse en el tema, como a gerentes de proyecto, personal técnico y de mantenimiento de empresas conectadas en media y alta tensión; sin dejar de lado a todos aquellos interesados en actualizar sus conocimientos sobre la regulación relacionada al CR.

Conoce más en >> <https://www.institutoeh.com/codigo-de-red-2-0>



Comité Consultivo de Confiabilidad

El **Código de Red** es un documento vivo, y como tal es proclive a actualizaciones en virtud de su naturaleza. Considerando lo anterior el propio instrumento menciona en el apartado **B.1** que los procesos de revisión y actualización del CR se llevarán a cabo a través del **Comité Consultivo de Confiabilidad**.

Este órgano propositivo y de opinión tendrá por objeto contribuir al proceso de revisión, actualización, normalización y consulta pública de las **Disposiciones Generales, Manuales Regulatorios, y Procedimientos del CR**.

Santiago Barcón, vocal titular que participó activamente en las decisiones del Comité promoviendo mejoras técnicas para la definición de los nuevos requerimientos técnicos y la revisión de los ya existentes.

Resolución de la CRE que emite las reglas de operación del Comité Consultivo de Confiabilidad >> <https://bit.ly/32AEITE>

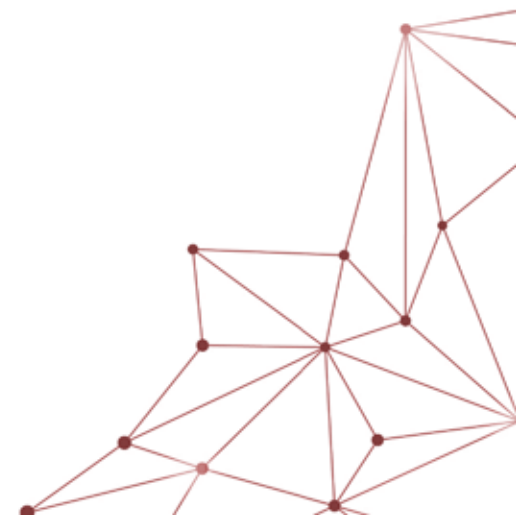


Estudios de **Código de Red 2.0**

A través de Baorgg nos hemos dado a la tarea de ofrecer un servicio de revisión al cumplimiento del Código de Red. El enfoque de nuestro servicio es la revisión de requerimientos técnicos para la interconexión de su Centro de Carga.

Conscientes que la experiencia necesaria solo se adquiere usando las manos, nuestro equipo de trabajo consta de un grupo de ingenieros, con una amplia y exitosa carrera tanto en la industria como en CFE, que reúne mas de 250 años de experiencia conjunta.

Aunados a la experiencia, contamos con los equipos de prueba más avanzados con certificado vigente de calibración. Si ya realizó un estudio de CR con nosotros, podemos validarlo frente a la versión 2.0 sin costo adicional.



En PQ Barcon recomendamos mantenerte actualizado en todo lo referente a la nueva versión de este instrumento. Si deseas conocer a profundidad qué puntos de la versión 2.0 del CR necesitas cumplir puedes ponerte en contacto con nosotros.

Nuestra oferta integral te ayudará a cubrir cabalmente con esta legislación.

energía hoy



A través de Energía Hoy podrás mantenerte al tanto de la publicación del Código de Red 2.0 en el Diario Oficial de la Federación y de las últimas noticias del sector energético.

 Baorgg



En Baorgg contamos con la experiencia para realizar cualquier estudio en materia de energía. Si ya realizaste un estudio de CR con nosotros, podemos evaluarlo frente a la nueva versión sin costo adicional.

PQB 



PQ Barcon ofrece la más amplia gama de productos y servicios en compensación de potencia reactiva y filtrado de armónicos. La experiencia de los socios y colaboradores se remonta a 1962.

InstitutoEH
CONSOLIDANDO TU EDUCACIÓN



El Instituto EH surge con la idea de crear un centro de educación, formación y capacitación especializado en el sector energético. Actualmente cuenta con un amplio programa académico que incluye la nueva versión del CR.



BAORGG, S.A.P.I. DE C.V.

Filadelfia #124-603, Col. Nápoles, CDMX.

(+52) 55 8436 3111

contacto@pqbarcon.com

Distribuidor Autorizado