

5-1-2022

Código de Red V. 2.0

CRE – 31-12-2021

Criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.

MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

(Clientes Consumidores)



Ing. Ernesto Viveros Domínguez

FERVISA INGENIERIA S.A. DE C.V.

CED:2070551

¿Qué es el Código de Red?

836

DIARIO OFICIAL

Viernes 31 de diciembre de 2021

RESOLUCIÓN Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.

El Código de Red es un documento, publicado en el DOF el 31 de diciembre del 2021, que 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.



**Criterios de eficiencia, Calidad,
Confiabilidad, Continuidad, seguridad y
sustentabilidad del Sistema Eléctrico
Nacional**

CÓDIGO DE RED

Prelación Jerárquica en el Código de Red



Aspectos Técnicos que cubre el Manual Regulatorio para los Centros de Carga



Clasificación de los Centros de Carga



1

Centros de Carga conectados en Media Tensión con demanda contratada < 1 MW



2

Centros de Carga conectados en Media Tensión con demanda contratada ≥ 1 MW



3

Centros de Carga conectados en Alta Tensión

Tabla 1.1.A: 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 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

Requerimiento Técnico No. 1. Variaciones de la Tensión

Condición de Operación Normal: El Centro de Carga deberá seguir conectado ante variaciones en la Tensión de manera permanente

 **5%**

Tensión mínima [kV]
380.0
218.5
152.95
131.1
109.25
80.75
65.55
32.775
21.85
13.11

 **5%**

Tensión nominal [kV]
400.0
230.0
161.0
138.0
115.0
85.0
69.0
34.5
23.0
13.8

Tensión máxima [kV]
420.0
241.5
169.05
144.9
120.75
89.25
72.45
36.225
24.15
14.49

Condición de Operación Temporal: El Centro de Carga deberá seguir conectado ante variaciones en la Tensión Temporal hasta por 20 minutos

 **10%**

 **10%**

Tensión mínima [kV]
360.0
207.0
144.9
124.2
103.5
76.5
62.1
31.05
20.7
12.42

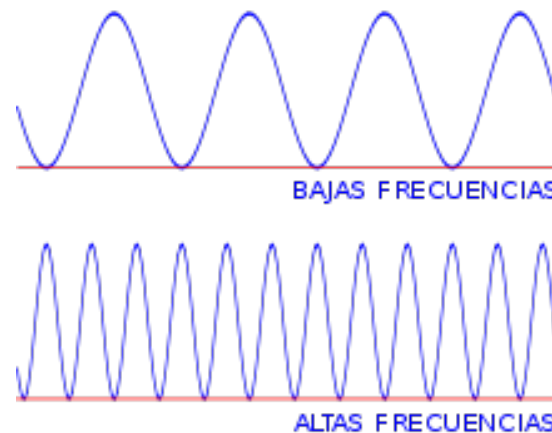
Tensión nominal [kV]
400.0
230.0
161.0
138.0
115.0
85.0
69.0
34.5
23.0
13.8

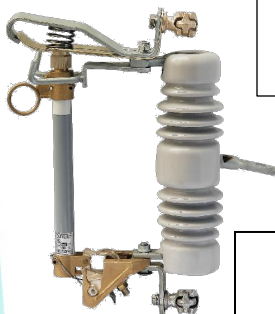
Tensión máxima [kV]
440.0
253.0
177.1
151.8
126.5
93.5
75.9
37.95
25.3
15.18

Requerimiento Técnico No. 2. Variaciones de Frecuencia

Condición Permanente: El Centro de Carga deberá seguir conectado ante variaciones en la frecuencia de manera permanente entre 61 Hz y 59 Hz.

Condición Temporal: El Centro de Carga permanecerá conectado ante variaciones en la frecuencia hasta 62.5 Hz o hacia 58Hz durante 30 minutos.

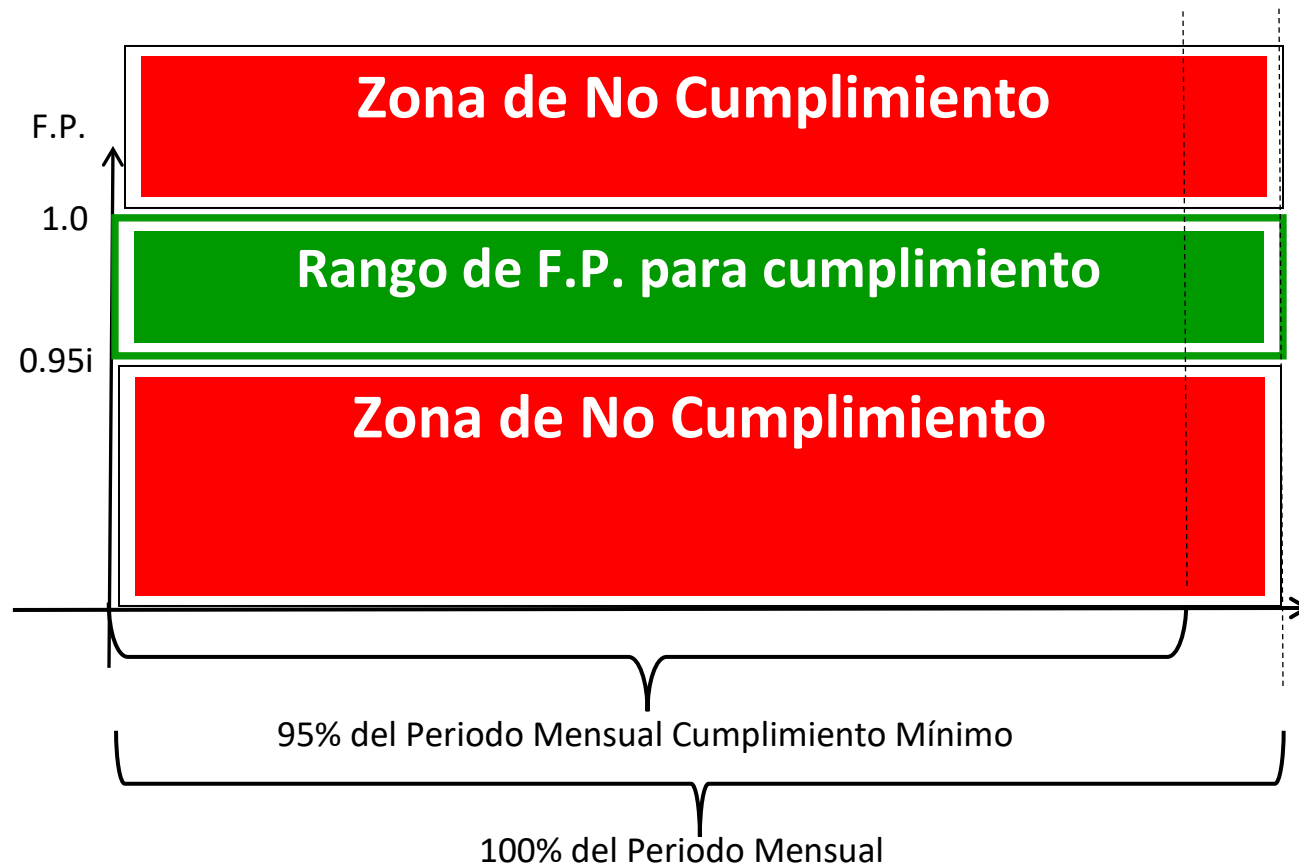




Requerimiento Técnico No. 3. Corto Circuito

- a. El CENACE deberá calcular e informar a los Centros de Carga a conectarse en Alta Tensión, la corriente máxima y mínima de corto circuito, trifásica y monofásica, en el Punto de Conexión.
- b. El Distribuidor deberá calcular e informar a los Centros de Carga a conectarse en Media Tensión, la corriente máxima y mínima de corto circuito, trifásica y monofásica, en el Punto de Conexión.
- c. Los niveles de corto circuito proporcionados por el CENACE y por el Distribuidor se deben calcular tanto para dimensionar equipo eléctrico como para la coordinación de protecciones.
- d. Los niveles de corto circuito se deberán entregar a todo Centro de Carga que se conecte a la RNT o a las RGD.
- e. El CENACE publicará de manera anual durante el último trimestre del año en curso, los niveles de corto circuito en los Puntos de Conexión para la red de Alta Tensión, con un horizonte de 3 años con base en el PRODESEN publicado por la SENER.
- f. El Distribuidor publicará los niveles de corto circuito de manera anual y a más tardar 60 días después de que el CENACE haya publicado los niveles de corto circuito en Alta Tensión. Los niveles de corto circuito que publique el Distribuidor deben comprender los Puntos de Conexión para la red de Media Tensión, con un horizonte de 3 años con base en el PRODESEN publicado por la SENER.
- g. La capacidad interruptiva y la capacidad de corto circuito de las protecciones de los Centros de Carga en el Punto de Conexión debe estar ajustada a los niveles de corto circuito correspondientes al inciso c de este numeral.

Requerimiento Técnico No. 4. Factor de Potencia



En Estado Operativo Normal, los Centros de Carga conectados en niveles de Media Tensión con una demanda contratada mayor o igual 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 en el Punto de Conexión, con medición cinco-minutal conforme a la NOM-001-CRE/SCFI-2019 vigente o la que la sustituya. Dichos Centros de Carga deberán cumplir con este requerimiento al menos el 95% del tiempo durante un periodo mensual. La vigencia de este requerimiento permanecerá hasta el 8 de abril de 2026.

Posterior al periodo señalado en el párrafo anterior, el requerimiento del factor de potencia será de 0.97 en atraso y 1.0 en el Punto de Conexión, con medición cinco-minutal conforme a la NOM-001-CRE/SCFI-2019 vigente o la que la sustituya. Los Centros de Carga deberán cumplir con este requerimiento al menos el 95% del tiempo durante un periodo mensual.

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 periodo transitorio no mayor a dos años, contados a partir de la publicación del presente documento en el DOF, para asegurar el cumplimiento con el requerimiento de factor de potencia.

Requerimiento Técnico No. 5. Protecciones

- 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 con los requerimientos señalados durante los procesos de Conexión o Modificación Técnica conforme al Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.
- 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 el proceso de Conexión o Modificación Técnica:
 - i. Detección de fallas internas y externas a la Red Particular;
 - ii. Operación ante baja y alta tensión;
 - iii. Operación ante baja y alta frecuencia;
 - iv. Operación ante sobrecarga de circuitos;
 - v. Operación ante sobrecarga de transformadores, y
 - vi. Operación de protecciones de respaldo.



Adicional a las obras de refuerzo necesarias, los Centros de Carga deberán instalar los equipos necesarios para los Esquemas de acción Remedial y Esquemas de protección de Sistema, con base en las condiciones presentes en el Punto de conexión, de acuerdo con lo determinado en el proceso de conexión o modificación Técnica.

d. Los Centros de Carga se deberán coordinar con el Transportista y/o Distribuidor para el ajuste de las protecciones en el Punto de conexión para la puesta en servicio atendiendo los siguientes criterios:

i. Cualquier cambio o ajuste que el Centro de Carga desee realizar a los sistemas de protección en el Punto de Conexión deberá notificarlo previamente de conformidad con el Manual Regulatorio de Coordinación Operativa que forma parte del presente Código de Red;

ii. Los tiempos máximos de liberación de falla por las protecciones primarias en función del nivel de tensión de operación deberán acordarse entre el Centro de Carga, Transportista y/o Distribuidor.

e. Los Centros de Carga son responsables de la implementación y funcionamiento de sus sistemas de protección. Las protecciones de los Centros de Carga en el Punto de conexión que se encuentren conectados en Alta o Media tensión se deberán coordinar con el Transportista o Distribuidor según corresponda para lograr este objetivo. Los sistemas de protección de los Centros de Carga deben estar coordinados y ser capaces de liberar las fallas causadas en sus instalaciones

Requerimiento Técnico No. 6. Control

El CENACE deberá establecer las características del registro de instrucciones de despacho de los Recursos de Demanda Controlable (RDC). A su vez, el Centro de Carga con Demanda Controlable, deberá adaptar sus sistemas para recibir la instrucción, de conformidad con el Manual de TIC.



CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

Requerimiento Técnico No. 7. Intercambio de Información

- a. La información de Telemetría en Tiempo real en forma directa y las características de ésta para los Centros de Carga serán definidas en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, publicado el 4 de diciembre de 2017 en el DOF, o el que lo sustituya.
- b. Las características del protocolo de comunicación para el intercambio de información con los Centros de Carga serán definidas en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, publicado el 4 de diciembre de 2017 en el DOF, o el que lo sustituya.
- c. Las características de los equipos y medios de comunicación requeridos para el envío de información de telemetría en tiempo real hacia el CENACE, así como las responsabilidades de mantenimiento y modernización de los mismos serán definidas en el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista, publicado el 4 de diciembre de 2017 en el DOF, o el que lo sustituya.

- d. El CENACE podra solicitar al Transportista o al Distribuidor la informacion de Calidad de la potencia de los sistemas de medición bajo su responsabilidad. El Transportista o Distribuidor entregara esta informacion en los formatos que se establezcan previamente y a través de los medios que al respecto se definan en el Manual de Requerimientos de tecnologías de la Informacion y Comunicaciones para el Sistema Electrico Nacional y el Mercado Electrico Mayorista, publicado el 4 de diciembre de 2017 en el DOF, o el que lo sustituya.
- e. Los Centros de Carga deben cumplir con lo establecido en el Manual de Requerimientos de tecnologías de la Informacion y Comunicaciones para el Sistema Electrico Nacional y el Mercado Electrico Mayorista, publicado el 4 de diciembre de 2017 en el DOF, o el que lo sustituya, de acuerdo con sus características.

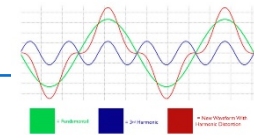
Requerimiento Técnico No. 8. Calidad de Potencia

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
2.8 Calidad de la potencia	Aplica sólo el desbalance de tensión y de corriente	Aplica	Aplica

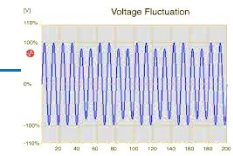
- a. Todos los Centros de Carga conectados en niveles de Media tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW y los Centros de Carga conectados en niveles de Alta tensión deberán asegurarse de que en los Puntos de conexión a la red no existan distorsiones armónicas en corriente, desbalances de tensión y corriente, ni fluctuaciones en la tensión del Suministro Eléctrico causadas por sus instalaciones más allá de lo especificado en los incisos d, e y f, que se muestran en este apartado.
- 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, tendrá un periodo transitorio no mayor a dos 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.
- c. Los Centros de Carga en Media Tensión, con una demanda contratada menor a 1 MW, solo deberán cumplir con el requerimiento de desbalance de tensión y de corriente.

Tipos de Disturbios Eléctricos que son Evaluados por el Código de Red para los Centros de Carga

2.8 d. Distorsión Armónica



2.8 e. Fluctuaciones de Tensión (Flicker)



2.8 f. Desbalance de Tensión y de Corriente



Distorsión Armónica de Corriente. Los Centros de Carga no deben exceder los niveles de distorsión armónica de corriente establecidos en las Tablas 2.8.A, 2.8.B y 2.8.C;

Los Centros de Carga deberán cumplir con los límites establecidos de acuerdo con el nivel de tensión al que se conectan y con el valor de la Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L) en el Punto de conexión. I_{cc} es la Corriente Máxima de Corto Circuito. I_L es la Corriente Máxima de Carga (corriente de línea a frecuencia fundamental), la cual será el valor promedio para los 12 meses anteriores, de los valores de corriente máxima demandada por el Centro de Carga, registrados de manera mensual o bimestral, o en su defecto se podrá tomar como referencia la corriente nominal de las unidades de transformación del Centro de Carga.

ii. El valor a considerar para la evaluación de cada componente armónica individual (I_h) será el percentil 95 de los registros semanales (o 7 días naturales), de la medición de agregación de 10 minutos de conformidad con 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, expresado en porcentaje de I_L .

iii. La Distorsión Armónica Total de Demanda, deberá calcularse para cada registro de la medición de agregación de 10 minutos, y deberá mantenerse por debajo de los límites indicados al menos el 95% del tiempo durante un periodo semanal, este valor se expresa en porcentaje y resulta de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\%DATD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2}}{I_L} \cdot 100$$

Tablas de Distorsión Armónica de Corriente 2.8.A, 2.8.B y 2.8.C

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)
	$2 < h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	
$I_{cc}/I_L < 20$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Tabla 2.8.A. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones menores o iguales a 69 kV

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)
	$2 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	
$I_{cc}/I_L < 20$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Tabla 2.8.B. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores de 69 kV a 161 kV

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

Fluctuaciones de Tensión (parpadeos o flicker). La fluctuación de tensión, en los Puntos de Conexión de los Centros de Carga conectados en Media o Alta Tensión, debe limitarse de acuerdo con la Tabla 3.8.D.

Indicador	Límite
Pst	≤ 1
Plt	≤ 0.8

Tabla 3.8.D. Límites de fluctuaciones de tensión.

Nota 1. La fluctuación de tensión son oscilaciones en el nivel de tensión debidas, de manera enunciativa más no limitativa, a la operación de cargas cíclicas o por oscilaciones interarmónicas.

Nota 2. Descripción de indicadores:

Pst – Indicador de variación de tensión de corto plazo. Expresa la severidad de la fluctuación durante un período de 10 min, siendo Pst=1 el umbral de irritabilidad.

Plt – Indicador de variaciones de tensión de largo plazo. Expresa la severidad de la fluctuación durante un periodo largo de 2 horas, empleando valores sucesivos de Pst.

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 Pst y Plt 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 valor a considerar para la evaluación de cada indicador será el percentil 95 de los registros semanales (o 7 días naturales).

Desbalances de Tensión y Corriente. Estas perturbaciones se pudieran presentar en sistemas trifásicos, de manera enunciativa más no limitativa, por alguna de las causas siguientes: asimetría en la distribución de carga por fase, conexión de cargas monofásicas o bifásicas, operación de dispositivos de protección monofásicos o bancos de capacitores, asimetría en la disposición de las fases en las instalaciones del centro de carga.

El desbalance de tensión en sistemas trifásicos (V_{desb}) es definido como la razón entre la magnitud de la componente de tensión de secuencia negativa (V_2) y la magnitud de la componente de tensión de secuencia positiva (V_1) expresada en porcentaje de acuerdo con la siguiente formulación.

$$\%V_{desb} = \frac{|V_2|}{|V_1|} \cdot 100$$

El desbalance de tensión en los Puntos de Conexión de los Centros de Carga conectados en Media o Alta Tensión debe limitarse a **2%**, considerando el desbalance de secuencia negativa valor resultado de la **agregación de 10 minutos** de conformidad con 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** de los registros de medición durante un periodo semanal (o **7 días naturales**) no deberá exceder el límite establecido.

Para los Centros de Carga en Media Tensión con Demanda Contratada menor a 1 MW el desbalance de tensión podrá ser calculado, considerando los valores de la agregación de 10 minutos, como:

$$\%V_{\text{desb}} = \frac{\text{Máximo } (|V_{\text{Prom}} - V_{\text{AB}}|, |V_{\text{Prom}} - V_{\text{BC}}|, |V_{\text{Prom}} - V_{\text{CA}}|)}{V_{\text{Prom}}}$$
$$V_{\text{Prom}} = \frac{V_{\text{AB}} + V_{\text{BC}} + V_{\text{CA}}}{3}$$

Donde:

VAB, VBC y VCA: es el valor eficaz de la tensión entre fases El desbalance de corriente en sistemas trifásicos (**I_{desb}**) es definido como la razón entre la magnitud de la componente de corriente de secuencia negativa (I₂) y la magnitud de la componente de corriente de secuencia positiva (I₁) expresada en porcentaje de acuerdo con la siguiente formulación.

$$\%I_{\text{desb}} = \frac{|I_2|}{|I_1|} \cdot 100$$

El desbalance de corriente en los Puntos de Conexión de los Centros de Carga conectados en Media o Alta Tensión debe limitarse a 15%, considerando el desbalance de secuencia negativa valor resultado de la agregación de 10 minutos de conformidad con 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 valor promedio de los registros de medición durante un periodo semanal (o 7 días naturales) no deberá exceder el límite establecido.

Para los Centros de Carga en Media Tensión con Demanda Contratada menor a 1 MW el desbalance de corriente podrá ser calculado, considerando los valores de la agregación de 10 minutos, como:

$$\%I_{\text{desb}} = \frac{\text{Max} (|I_{\text{Prom}} - I_A|, |I_{\text{Prom}} - I_B|, |I_{\text{Prom}} - I_C|)}{I_{\text{Prom}}}$$
$$I_{\text{Prom}} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3}$$

Donde:

IA, IB e IC: es el valor eficaz de la corriente de cada fase

Verificación de la Conformidad



La vigilancia y el monitoreo se realizará tanto para los Centros de Carga en proceso de Conexión o Modificación Técnica, así como para los que ya se encuentren conectados al SEN.

En el proceso de Conexión o Modificación Técnica, para la Conexión de los Centros de Carga, se deberá atender lo previsto en el Procedimiento de Operación para la Declaración de Entrada en Operación Comercial de Centrales Eléctricas y Centros de Carga, publicado por el CENACE en el Sistema de Información del Mercado.

La evaluación para los Centros de Carga se podrá realizar con las mediciones de los equipos de edición del Centro de Carga que se encuentren instalados.

Sin menoscabo de lo anterior, la CRE podrá apoyarse del CENACE, Transportista y Distribuidor para llevar a cabo los actos de monitoreo y vigilancia del cumplimiento de los requerimientos de este Manual. Asimismo, la CRE podrá llevar a cabo los actos de inspección que determine necesarios por conducto de los servidores públicos que tenga adscritos o mediante Unidades de Inspección.

Plan de Trabajo



Cuando los Centros de Carga identifiquen que se encuentran en incumplimiento respecto a alguno de los requerimientos del Capítulo 2 del presente Manual Regulatorio de Conexión, tendrán la obligación de entregar un Plan de Trabajo señalando las causas asociadas al incumplimiento, así como las acciones y tiempos analizados para observar el cumplimiento; de conformidad con el formato y la documentación mencionada en este Capítulo.

El Plan de Trabajo y el Formato para presentar el Plan de Trabajo del Capítulo 4.1, debe entregarse a la CRE mediante un escrito libre dirigido a la Secretaría Ejecutiva firmado por el Representante Legal del Centro de Carga para efectos del Código de Red, acompañado del formato que se muestra a continuación y la documentación anexa requerida. La CRE revisará los escritos que se presenten, y responderá al respecto de la información recibida. Si no contiene la información mínima necesaria no se considerará un Plan de Trabajo.

La entrega del Plan de Trabajo referido no exime del cumplimiento de las demás obligaciones previstas en el Código de Red, sino que se considera un documento de carácter informativo que podrá ser considerado por la CRE y se podrá requerir información adicional en el ejercicio de las atribuciones de supervisión y vigilancia.

4.1 Formato para presentar el Plan de Trabajo

1. Datos de identificación del Centro de Carga

1.1 Nivel de Tensión

Seleccione sólo una casilla.

Por favor indique el nivel de tensión del Centro de Carga en el Punto de Conexión:

Media Tensión ☐

Alta tensión ☐

1.2 Registro de Usuario

RMU (Registro Móvil de Usuario):

- -

En caso de no contar con RMU, indicar el RPU (Registro Permanente de Usuario):

1.3 El Centro de Carga es:

Persona física ☐

Persona Moral ☐

1.3.1 Nombre o Razón Social del Centro de Carga

1.4 Demanda contratada

Demanda contratada: kW

1.6 Ubicación del centro de carga

Domicilio:

Código Postal

Municipio o Alcaldía:

Entidad Federativa:

1.7 Actividad Industrial¹

Clasificación industrial. Código SCIAN²:

--	--	--	--	--	--

Descripción SCIAN, o especificar la actividad industrial que corresponda al Centro de Carga.

--

2. De la acreditación de la Representación Legal del Centro de Carga.

2.1 Datos del Representante Legal del Centro de Carga para efectos del Código de Red:

Nombre:			
Apellido Paterno:			
Apellido Materno:			
Teléfono:	()	e-mail:	

2.2 Domicilio para oír y recibir notificaciones (incluir referencias si es necesario):

Domicilio:

2.3 En su caso, personas autorizadas para oír y recibir notificaciones:

1ª Persona:

Nombre:			
Apellido Paterno:			
Apellido Materno:			
Teléfono:	()	e-mail:	

2ª Persona:

Nombre:			
Apellido Paterno:			
Apellido Materno:			
Teléfono:	()	e-mail:	

3ª Persona:

Nombre:			
Apellido Paterno:			
Apellido Materno:			
Teléfono:	()	e-mail:	

Nota: Anexar, original o copia certificada del instrumento público que acredite la personalidad y facultades del Representante Legal del Centro de Carga para efectos del Código de Red. Anexar también copia de la identificación oficial del representante legal. Requerimientos de conformidad con los artículos 15 y 19 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo. Cabe señalar que, el documento para acreditar la Representación Legal del Centro de Carga deberá otorgarle un poder general para actos administración.

3. Identificación de la información sobre los requerimientos técnicos del Código de Red obligatorios para el Centro de Carga.

3.1 Tensión

a. Rango de tensión que el Centro de Carga debe soportar de manera permanente:

Tensión nominal (kV)	Tensión máxima (kV)	Tensión mínima (kV)

b. Rango de tensión que el Centro de Carga debe soportar de manera temporal hasta por 20 minutos:

Tensión nominal (kV)	Tensión máxima (kV)	Tensión mínima (kV)

3.1.1. ¿El Centro de Carga tiene protecciones por bajo nivel de tensión, alto nivel de tensión o ambas en el Punto de Conexión?

Si ☐ No ☐

3.1.2.a Si la respuesta a la pregunta 3.1.1. fue Si, ¿El ajuste de las protecciones está al menos en el rango requerido?

Si ☐ No ☐

3.1.2.b Si la respuesta a la pregunta 3.1.1. fue No, ¿Los equipos del Centro de Carga pueden soportar, en su totalidad o parcialmente, las variaciones de tensión establecidas en el Código de Red?

Si ☐ No ☐

3.2 Frecuencia

a. Los Centros de Carga deberán ser capaces de soportar variaciones de frecuencia y permanecer conectados en los siguientes rangos:

Tiempo	Frecuencia máxima [Hz]	Frecuencia mínima [Hz]

3.2.1 ¿El Centro de Carga tiene protecciones por baja frecuencia, alta frecuencia o ambas en el Punto de Conexión?

Si ☐ No ☐

3.2.2 En caso de que la respuesta anterior haya sido Sí. ¿Dichas protecciones están ajustadas a los rangos requeridos?

Si ☐ No ☐

3.3 Corto circuito

3.3.1 ¿Conoce los valores de corto circuito en su Punto de Conexión?

Si ☐ No ☐

Si su respuesta es Si, favor de Indicar los valores de corto circuito de los que disponga:

	Minimo	Máximo
Trifásico (kA)		
Monofásico (kA)		
$Z_{TH(V)} (\Omega)$		
$Z_{TH(D)} (\Omega)$		
$X/R_{(D)} \text{ o } X/R_{(V)}$		
$X/R_{(D)} \text{ o } X/R_{(D)}$		

3.3.2 En caso de ser Centro de Carga en Media Tensión. ¿Solicitó los valores al Distribuidor?

Si ☐ No ☐

Si su respuesta es Si, anexar al Plan de trabajo copia simple de la información proporcionada por el Distribuidor.

3.3.3 ¿Las protecciones del Punto de Conexión del Centro de Carga están ajustadas a los valores de corto circuito conforme a los valores proporcionados por el CENACE o el Distribuidor?

Si ☐ No ☐

3.4 Factor de Potencia

Periodo de medición: del: / / al: / /

Resultados de los estudios eléctricos (FP)			
Minimo	Percentil 5	Promedio	Máximo

En caso de presentar Factor de Potencia en adelanto durante el periodo de medición, indicar el porcentaje del tiempo en que se mantuvo fuera del rango obligatorio para el Factor de Potencia: _____ y anexar gráfica.

3.5 Protecciones

3.5.1 En el Punto de Conexión ¿Se encuentra coordinado el ajuste de las protecciones con el Transportista o Distribuidor?

Si ☐ No ☐

3.6 Intercambio de Información

3.6.1 En el Punto de Conexión ¿Cuenta con la infraestructura requerida para el control operativo del SEN, de conformidad con el Manual de TIC?

Si ☐ No ☐

3.6.2 ¿Esta registrado como Usuario Calificado?Sí ☐ No ☐**3.7 Control****3.7.1 ¿El Centro de Carga es un Recurso de Demanda Controlable?**Sí ☐ No ☐**3.7.2 En caso de que la respuesta anterior sea Sí, ¿Cumple con la regulación aplicable a la Demanda Controlable?**Sí ☐ No ☐**3.8 Calidad de la potencia****3.7.1 Desbalance de tensión y corriente**Periodo de medición: del: / / al: / /

Indicar los siguientes valores obtenidos, referidos al Punto de Conexión:

Resultados de los estudios eléctricos de desbalance de tensión			
Minimo	Promedio	Percentil 95	Máximo

Resultados de los estudios eléctricos de desbalance de corriente		
Minimo	Promedio	Máximo

3.7.2 Distorsión armónicaPeriodo de medición: del: / / al: / /

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_n)	Límites para componentes armónicas de orden impar en porcentaje de I_L (%)					Distorsión armónica total de demanda (%DATD)
	Armónicas < 11	Armónicas 11 a 16	Armónicas 17 a 22	Armónicas 23 a 34	Armónicas 35 a 50	

Indicar los valores resultado de los estudios referidos al Punto de Conexión:

Resultados de los estudios eléctricos (% DATD)				
Minimo	Promedio	Percentil 95	Percentil 99	Máximo

Armónica de orden	Resultados de los estudios eléctricos (% de I_L)				
	Minimo	Promedio	Percentil 95	Percentil 99	Máximo
3					
5					

7					
9					
11					
13					
15					
17					
19					
21					
23					
25					
27					
29					
31					
33					
35					
37					
39					
41					
43					
45					
47					
49					

Armónica de orden	Resultados de los estudios eléctricos (% de I_b)				
	Minimo	Promedio	Percentil 95	Percentil 99	Máximo
CD ³					
2					
4					
6					
8					
10					
12					
14					
16					
18					
20					
22					
24					
26					
28					
30					
32					
34					
36					
38					
40					
42					
44					
46					
48					

50					
----	--	--	--	--	--

3.7.3 Fluctuaciones de Tensión.

Periodo de medición: del: / / al: / /

Indicador	Resultados de los estudios eléctricos				
	Mínimo	Promedio	Percentil 95	Percentil 99	Máximo
P_{av} (p.u.)					
P_E (p.u.)					

4. Plan de Trabajo

Análisis y estrategia prevista por parte del Centro de Carga para asegurar el cumplimiento del Código de Red. La estrategia debe incluir la siguiente información:

- Acciones previstas a implementar para asegurar el cumplimiento del Código de Red.
- Análisis de alternativas, en las que se señalen los equipos evaluados, así como los principales retos técnicos y económicos asociados a cada alternativa.

No se considera como acción dentro del Plan de Trabajo, la futura realización de estudios eléctricos de diagnóstico, ya que, sin un estudio, no se puede inferir el cumplimiento del Código de Red.

En caso de contar con facturas u órdenes de compra de equipos eléctricos implementados como solución puede anexarlas.

Puede utilizar este espacio y/o anexar un máximo de dos cuartillas. Síntesis del análisis realizado

4.1 Cronograma

Este es un formato simplificado de Cronograma del Plan de Trabajo, si considera la presentación de otro tipo de cronograma puede anexarlo.

[illegible]

SANCIONES POR NO CUMPLIR CON EL CODIGO DE RED

Art. 165 de la LIE



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.

Gracias

eviveros@fervisa.com



Ing. Ernesto Viveros Domínguez