

Requerimientos del Código de Red para Centros de Carga

Unidad de Electricidad Comisión Reguladora de Energía.

www.cre.gob.mx



*Los comentarios y opiniones expresados en esta presentación son los del autor y no necesariamente reflejan la opinión de la CRE.



Introducción

El Código de Red



El Código de Red es la regulación técnica emitida por la CRE el 8 de abril de 2016, que contiene los requerimientos técnicos mínimos necesarios para asegurar el desarrollo eficiente de todos los procesos asociados con el Sistema Eléctrico Nacional.

El Código de Red establece los requerimientos técnicos mínimos para todas las actividades que se llevan a cabo en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Su objetivo es definir criterios técnicos que promuevan que el SEN alcance y mantenga una "Condición Adecuada de Operación".

Entró en vigor desde el día siguiente a su publicación Diario Oficial de la Federación el 09 de abril de 2016

Datos del Código Red:



Liga al Diario Oficial de la Federación: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle. php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016

Relación del Código de Red con otras regulaciones



ASPECTOS QUE REGULA EL CÓDIGO DE RED

- Requerimientos técnicos obligatorios para los integrantes de la industria eléctrica conectados o interconectados a la red de Media y Alta Tensión.
- Metodología que deben observar el Cenace y Distribución en la elaboración de los Planes de Ampliación y Modernización.
- Criterios de Operación y Planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

ASPECTOS QUE <u>NO</u> REGULA EL CÓDIGO DE RED

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

Proceso de desarrollo del Código de Red





En el desarrollo del Código de Red, se analiza la experiencia internacional y el contexto actual del Sistema Eléctrico Nacional.

Emisión del Código de Red



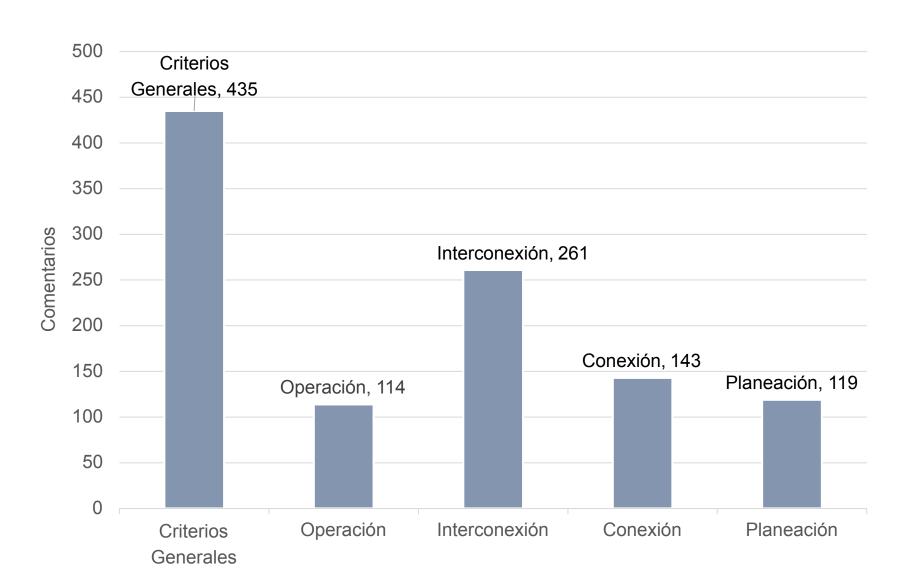
2015 2016 **Noviembre** Diciembre Febrero Enero CRE envía el proyecto de Código de Red a consulta pública al portal de El proceso de consulta pública duró desde el 27 **COFEMER** (ahora de noviembre 2015 hasta el 23 de febrero 2016 CONAMER) (tres meses)



En la consulta pública, el Código de Red recibimos más de 1000 comentarios, de diversos Integrantes de la Industria Eléctrica.

Consulta pública del Código de Red





+1000 Comentarios:

- Asociaciones
- ✓ Instituciones
 - ✓ Empresas

Fuente: http://www.cofemersimir.gob.mx/

Actividades reguladas:



El Código de Red establece requerimientos (el qué), no las soluciones tecnológicas aplicables para cumplir (el como):



Operación

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



Planeación

Condiciones que son de observancia obligatoria en la elaboraci n 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.



Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga

Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la conexión de Centros de Carga



Objetivo:

Establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir los Centros de Carga conectados en el Sistema Eléctrico Nacional en Alta o Media Tensión.

Aplica a todos los nuevos Centros de Carga que busquen conectarse en Alta (>35 kV) o Media tensión (≤35 kV).

Aplica a todos los Centros de Carga conectados en Alta o Media tensión.



Los requerimientos técnicos dependen del nivel de tensión en el que se conectan y en el tipo de Carga:

- Rangos de tensión
- Rangos de frecuencia
- Corto circuito
- Factor de potencia
- Protecciones
- Control
- Calidad de la potencia

Requerimientos específicos:



Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de

		Centros de Carga en Media Tensión	Centros de Carga en Alta Tensión		
Requerimientos		Convencionales	Convencionales	Especiales	
	Tensión	SI	SI	SI	
	Frecuencia	SI	SI	SI	
	Corto Circuito	SI	SI	SI	
Factor de Potencia		N/A	SI	SI	
Protecciones		SI	SI	SI	
	Control	SI	SI	SI	
Interca	mbio de Información	SI	SI	SI	
	Flicker		N/A	SI	
Calidad de la	Distorsión armónica de	N/A	N/A	SI	
Energía/Potencia	corriente	14/2	N/A	31	
	Desbalance de corriente	SI	SI	SI	

Requerimientos específicos: 3.1 Tensión



i	Estado Operativo Normal					
Nominal [kV]	Máxima [kV]	Mínima (95%) [kV]				
400	420	380				
230	245	218.5				
161	170	152.9				
138	145	131.1				
115	123	109.2				
85	92	80.7				
69	72.5	65.5				
34.5	38	32.7				
23	25	21.8				
13.8	15	13.1				

Tabla 3.1.1 A. Valores máximos y mínimos de tensión que deben soportar los Centros de Carga

Distint	Distintas al Estado Operativo Normal						
Nominal [kV]	Máxima (110%) [kV]	Mínima (90%) [kV]					
400	440	360					
230	253	207					
161	177.1	144.9					
138	151.8	124.2					
115	126.5	103.5					
85	93.5	76.5					
69	75.9	62.1					
34.5	37.9	31					
23	25.3	20.7					
13.8	15.1	12.4					

Tabla 3.1.1 B. Valores máximos y mínimos de tensión que deben soportar los Centros de Carga **hasta por 20 minutos**

Requerimientos específicos: 3.2 Frecuencia



Los Centro de Carga deberán ser capaces de soportar variaciones de frecuencia y permanecer conectados.

Tiempo	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Mínima [Hz]	
Permanente	61.0	59.0	
30 minutos	62.5	58.0	

Tabla 3.2.1 A. Valores de frecuencia máxima y mínima que debe soportar el Centro de Carga

La conexión o desconexión de carga no deberá causar variaciones de frecuencia mayores a ±0.1 Hz en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por lo que se deberán considerar los refuerzos de red necesarios que resulten de los estudios que realice el CENACE, así como el cambio en la operación y control de la carga para evitar dicha variación.

Conovión o	Variación de Frecuencia [Hz]		
Conexión o desconexión	± 0.1		

Requerimientos específicos: 3.3 Corto circuito



El Centro Nacional de Control de Energía (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.

El Distribuidor deberá calcular e informar a los Centros de Carga a conectarse en su red de Media Tensión, la corriente máxima y mínima de corto circuito, trifásica y monofásica, en el Punto de Conexión.



https://cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/CortoCircuito/Niveles%20de%20Cortocircuito%20RNT%20del%20SEN%202016 %202019%20y%202021%20v2016%20Dic.pdf

Requerimientos específicos: 3.4 Factor de potencia



Alta tensión							
Concepto	Primeros 3 años	Posterior a 3 años					
Factor de Potencia	0.95* ≤ F.P. ≤ 1	0.97 ≤ F.P. ≤ 1					
Medición	Cinco-minutal	Cinco-minutal					
Concepto	10 años	10 años +1					
Cumplimiento periodo mensual	95 %	97 %					

Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de

Carga Requerimientos	Centros de Carga en Media Tensión	Centros de Carga en Alta Tensión		
	Convencionales	Convencionales	Especiales	
Factor de Potencia	N/A	SI	SI	



Los Puntos de Conexión de Centros de Carga en la Red Nacional de Transmisión (RNT) y en las Redes Generales de Distribución (RGD) deben contar con esquemas de protección.

- Relevadores de protecciones (G0000-81).
- Esquemas normalizados de protecciones para líneas de transmisión y subtransmisión (NRF-041-CFE-2013 o G1000-65)
- Esquemas normalizados de protecciones para Transformadores, Autotransformadores y Reactores de Potencia (G0000-62)
- De caseta integral para subestaciones eléctricas (G0100-20)



Los Puntos de Conexión de Centros de Carga en la Red Nacional de Transmisión (RNT) y en las Redes Generales de Distribución (RGD) deben contar con esquemas de protección.

50FI Protección de falla de interruptor

50/51 Protección de sobre corriente de fases instantánea y temporizada

50N/51N Protección de sobre corriente de neutro instantánea y temporizada

67/67N Protección de sobre corriente direccional de fase a neutro

21/21N Protección de distancia para fallas entre fases y de fase a tierra.

79 Recierre.

85L Protección de comparación direccional de secuencia (+) y (-), o de onda viajera superpuesta.

85LT Protección de comparación direccional de secuencia (+),(-) y 0, de operación tripolar.

87B Protección diferencial de barras.

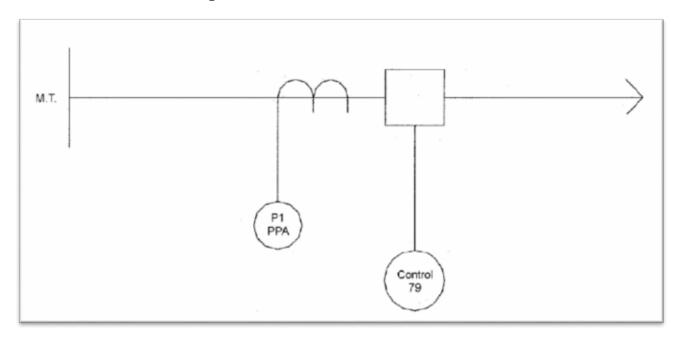
87L Protección diferencial de línea.

COMPLEMENTARIAS OBLIGATORIAS

Frecuencia en dos pasos ajustable en forma independiente.

79 Recierre automático, con cuatro pasos ajustables en forma independiente.





Arreglo de protección para línea de media tensión 34.5 kV y menores.

PPA Protección primaria de alimentador (línea de distribución radial)

50/51 Protección de sobre corriente de fases instantánea y

temporizada

COMPLEMENTARIAS

8BLIGATORIA suencia en dos pasos ajustable en forma independiente

Recierre automático, con cuatro pasos ajustables en forma

independiente.



Esquema de protección de transformadores de potencia de 1 hasta 7.5 MVA

- Fusible de potencia del lado primario del transformador
- Protección de sobre corriente del lado de baja tensión del transformador (51L)
- Protección de sobre corriente del neutro del transformador (51NT)

Esquema de protección de transformadores de potencia mayores a 7.5 MVA

- Protecciones propias contenidas en transformador, autotransformador, reactor de fase y reactor de neutro.
- 49T Relevador térmico de sobrecarga.
- 63T Relevador Buchholz tanque principal
- 63P Dispositivo de sobrepresión tanque principal
- 26Q Disparo por sobretemperatura de aceite.
- 63PC Disparo por sobrepresión en cambiador.
- **63F** Disparo por flujo de aceite en el cambiador

Requerimientos específicos: 3.6 Control



a. El CENACE deberá establecer las características del registro de instrucciones de despacho (RID). A su vez, el responsable de la Demanda Controlable deberá adaptar sus sistemas para recibir la instrucción, de conformidad con la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación.

El 4 de diciembre de 2017, se publico en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista (**Manual de TIC**).

7.1.7 RID

(a) El RID aplica únicamente para los Recursos de Demanda Controlable Directamente Modelados, que, de acuerdo con lo señalado en la base 9.3.2 inciso a) de las Bases del Mercado Eléctrico, son Centros de Carga que tienen la capacidad de responder a las instrucciones para disminuir su consumo de energía eléctrica en tiempo real.

Requerimientos específicos: 3.6 Control



7.1.7 RID

- (b) Los Centros de Carga que sean Recursos de Demanda Controlable, así como su representante en el MEM, deben contar con la infraestructura de TIC necesaria para conectarse al RID, conforme a lo señalado en el anexo 9 "Implementación del RID", a fin de recibir las instrucciones de despacho originadas por el CENACE, así como para retroalimentar al CENACE sobre la ejecución de dichas instrucciones de despacho.
- (b) El Centro de Carga debe contar con un medio de comunicación para la conectividad con el RID. Dicho medio de comunicación debe ser por medio de una VPN Site to Site.

Requerimientos específicos: 3.7 Intercambio de información



3.7 Intercambio de información.

Se debe consultar el **Manual de TIC** sobre:

a. Las características de la información de telemetría en tiempo real (SCADA).

ANEXO 2 Calidad de la información y Disponibilidad de la telemetría y del servicio de voz.

Se establecen requisitos de calidad de la información que deben cumplir el Transportista, Distribuidor, Central Eléctrica o **Centro de Carga**, así como sus representantes en el MEM, con la finalidad de contribuir a la confiabilidad del SEN.

b. Las características del protocolo de comunicación para el intercambio de información con los Centros de Carga

ANEXO 10 Implementación de protocolos de TIC.



Los requerimientos del Código de Red se basan en la **Especificación CFE L0000-45** "Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica", la cual tiene como referencia el estándar **IEEE 519**.

a. Todos los Centros de Carga deberán asegurarse de que en los puntos de conexión a la red no existan distorsiones ni fluctuaciones en la tensión de suministro causadas por su instalaciones más allá de lo especificado en las tablas 3.8.A, 3.8.B y 3.8.C que se muestran en este apartado.

Impedancia Relativa o	Límites	Distorsión				
razón de corto circuito (Icc/IL)	Armó- nicas <11	Armó- nicas 11 a 16	Armó- nicas 17 a 22	Armó- nicas 23 a 34	Armó- nicas >34	armónica total de demanda en % (%DATD)
Icc/I _L < 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 ≤ I _{CC} /I _L < 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 ≤ I _{CC} /I _L < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 ≤ lcc/lL < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
Icc/I _L ≥ 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
		0.5				

Tabla 3.8.A. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones menores o iguales a 69 kV.

IL = Corriente Máxima de Carga, correspondiente al promedio de las corrientes de demanda máxima de los últimos 12 meses. Si no se dispone de este valor, se asume la corriente nominal de los transformadores de corriente del equipo de medición del suministrador.

Icc = Corriente de Corto Circuito en el punto de acometida.

%DATD = Porcentaje de distorsión armónica total de demanda.



a. Todos los Centros de Carga deberán asegurarse de que en los puntos de conexión a la red no existan distorsiones ni fluctuaciones en la tensión de suministro causadas por su instalaciones más allá de lo especificado en las tablas 3.8.A, 3.8.B y 3.8.C que se muestran en este apartado.

Impedancia Relativa o	Límites para componentes armónicas impares en % de l _L					Distorsión
razón de corto circuito (Icc/IL)	Armó- nicas <11	Armó- nicas 11 a 16	Armó- nicas 17 a 22	Armó- nicas 23 a 34	Armó- nicas >34	armónica total de demanda en % (%DATD)
Icc/I _L < 20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20 ≤ lcc/lL < 50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50 ≤ I _{CC} /I _L < 100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100 ≤ I _{CC} /I _L < 1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
I _{CC} /I _L ≥ 1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0
	D 15 - 25		1			Li .

Tabla 3.8.B. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores de 69 kV a 161 Kv

IL = Corriente Máxima de Carga, correspondiente al promedio de las corrientes de demanda máxima de los últimos 12 meses. Si no se dispone de este valor, se asume la corriente nominal de los transformadores de corriente del equipo de medición del suministrador.

Icc = Corriente de Corto Circuito en el punto de acometida.

%DATD = Porcentaje de distorsión armónica total de



a. Todos los Centros de Carga deberán asegurarse de que en los puntos de conexión a la red no existan distorsiones ni fluctuaciones en la tensión de suministro causadas por su instalaciones más allá de lo especificado en las tablas 3.8.A, 3.8.B y 3.8.C que se muestran en este apartado.

Impedancia Relativa o razón de corto	Lír	Límites para componentes armónicas impares en % de I _L						
circuito (Icc/IL)	Armó- nicas <11	Armó- nicas 11 a 16	Armó- nicas 17 a 22	Armó- nicas 23 a 34	Armó- nicas >34	de demanda en % (%DATD)		
Icc/IL < 50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5		
Icc/IL ≥ 50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75		

Tabla 3.8.C. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores a 161 kV.

IL = Corriente Máxima de Carga, correspondiente al promedio de las corrientes de demanda máxima de los últimos 12 meses. Si no se dispone de este valor, se asume la corriente nominal de los transformadores de corriente del equipo de medición del suministrador.

Icc = Corriente de Corto Circuito en el punto de acometida.

%DATD = Porcentaje de distorsión armónica total de demanda.



b. Los Centros de Carga especiales deberán cumplir con los límites especificados de distorsión armónica en corrientes, fluctuación de tensión (flicker) y desbalance de corriente. Las Centros de Carga convencionales deberán cumplir con los límites especificados de desbalance de corriente únicamente.

Impedancia Relativa o razón	Desbalance (%)					
de corto circuito (Icc/IL)	Menor a 1 kV	De 1 kV a 35 kV	Mayor a 35 kV			
Icc/I _L < 20	5.0	2.5	2.5			
20 ≤ lcc/l _L < 50	8.0	4.0	3.0			
50 ≤ Icc/I _L < 100	12.0	6.0	3.75			
100 ≤ Icc/I _L < 1000	15.0	7.5	4.0			
Icc/IL ≥ 1000	20.0	10.0	5.0			

Tabla 3.8.E. Desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de acometida

IL = Corriente Máxima de Carga, correspondiente al promedio de las corrientes de demanda máxima de los últimos 12 meses. Si no se dispone de este valor, se asume la corriente nominal de los transformadores de corriente del equipo de medición del suministrador.

Icc = Corriente de Corto Circuito en el punto de acometida.

%DATD = Porcentaje de distorsión armónica total de demanda.



c. Variaciones periódicas de amplitud de la tensión (fluctuación de tensión o flicker). El número de variaciones por minuto, en acometidas de Media Tensión y Alta Tensión en estado estacionario, debe limitarse de acuerdo a Tabla 3.8.D:

Indicador	Límite			
P _{st}	<u><</u> 1			
Plt	≤ 0.65			
dt	≤ 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.			

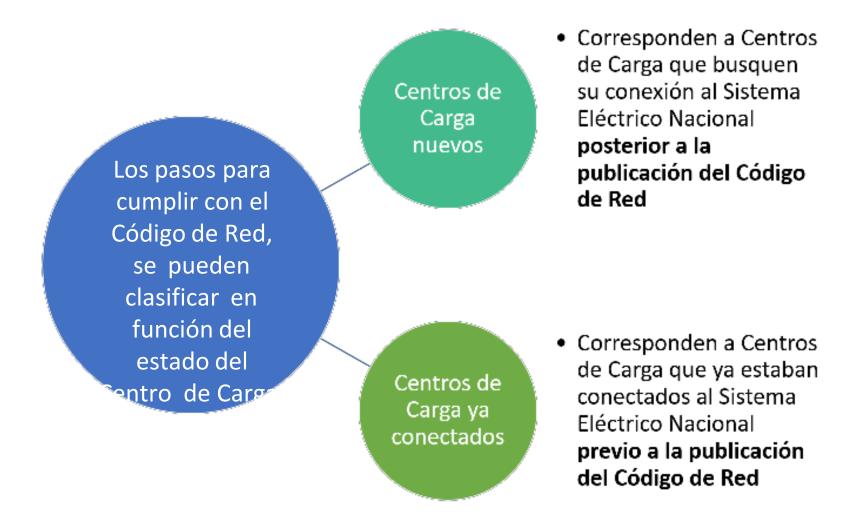
Tabla 3.8.D Límites de fluctuaciones de tensión

característica de cambio de tensión.

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. dt – Característica de cambio de tensión, Δ*U*(*t*). Es el cambio de tensión rcm evaluado de fase a tierra como un valor simple para cada medio periodo sucesivo entre cruces por cero de la fuente de tensión entre intervalos de tiempo en los cuales la tensión está en condiciones de estado estacionario hasta 1 segundo. dc – Cambio de tensión en estado estacionario, Δ*Uc*. Es la diferencia entre dos tensiones medidas de fase a tierra y en estado estacionario separados por una

dmáx – Característica de cambio de tensión máxima Δ*Umax* . Es la diferencia entre los valores máximos y mínimos de la característica de cambio de tensión.







Centros de Carga que busquen su conexión posterior a la publicación del Código de Red

(1) <u>Estudios de Conexión</u>

Deben solicitar al CENACE los correspondientes Estudios de Conexión



Infraestructura requerida

El CENACE determina la infraestructura requerida para Conexión.



Verificación y
validación del
Código de Red

Previo a la Conexión y entrada en operación, el CENACE verifica y valida el cumplimiento con el Código de Red, en caso de no cumplir con el Código de Red, no se permite la entrada en operación.



Estudios de Conexión

Criterios mediante los que se establecen
las características específicas de la
infraestructura requerida para la
Interconexión de Centrales Eléctricas y
Conexión de Centros de Carga
(Publicados el 2 de junio de 2015):

DOF: 02/06/2015

CRITERIOS mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.

EDUARDO MERAZ ATECA, Director General del Centro Nacional de Control de Energía, con fundamento en los artículos 22, fracción I y 59 fracción I de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; 1, 33, fracción II, 107, 108, fracción XVII. 147 y Décimo Séptimo, párrafo sexto Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 3, 4 y 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, y Abrogados

Manual para la Interconexión de Centrales
Eléctricas y Conexión de Centros de
Carga (Manual lyC)

(Publicado el 9 de febrero de 2018):

Viernes 9 de febrero de 2018

DIARIO OFICIAL

(Segunda Sección)

SEGUNDA SECCION
PODER EJECUTIVO
SECRETARIA DE ENERGIA

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).

Emitido por el CENACE



Emitido por la SENER





Estudios de Conexión

¿Cuándo se deben solicitar al CENACE los Estudios de Conexión?

- 1. Nuevos Centros de Carga
- 2. Centros de Carga Existentes que soliciten incremento de demanda contratada
- 3. Centros de Carga Existentes soliciten cambio de Punto de Conexión

El Manual lyC establece lo siguiente:

- ✓ El procedimiento administrativo que se debe seguir ante el CENACE para lograr la Conexión al Sistema Eléctrico Nacional de un Centro de Carga,
- ✓ Establece los estudios técnicos que se deben realizar y sus plazos y, costos asociados,
- ✓ Prevé la información que los Centros de Carga deben entregar al CENACE para los estudios,
- ✓ Establece las responsabilidades de los Centros de Carga de garantizar su conexión al SEN



Estudios de Conexión

Estudios de Conexión

Estudio de Impacto: El CENACE determina las características de la infraestructura requerida para la Conexión de los Centros de Carga

Analisis de Calidad del Servicio de la Energía: Evaluará el impacto que tenga la carga en la Calidad de la Energía con relación al resto de los usuarios del Sistema Eléctrico

Estudio de Instalaciones: Estimará los costos de la infraestructura definida, características de los sistemas de medición, espacios físicos en subestaciones, arreglos y Modernización de las subestaciones y las características específicas de la infraestructura requerida para lograr la Conexión del Centro de Carga

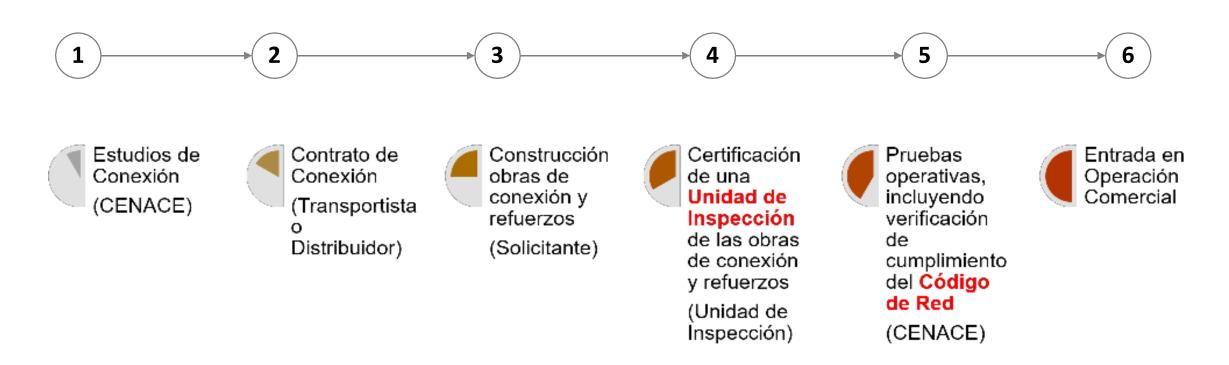
Estudio para Infraestructura RNT de la Modalidad Planeación: Determinará las características específicas de la infraestructura y las obras de refuerzo de la RNT y las RGD que formarán parte del PRODESEN

Montos

Dependen del tamaño del Centro Carga y van desde los \$ 142,729 \$2,586,921



Proceso de Conexión





Proceso de Conexión

La certificación de la infraestructura de conexión, la llevan a cabo Unidades de Inspección, autorizadas por la CRF:

DOF: 20/01/2016

RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las bases normativas para autorizar unidades de inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, el procedimiento aplicable a inspecciones y las condiciones de operación de las unidades de inspección.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

RESOLUCIÓN Núm. RES/941/2015



UNIDADES DE INSPECCIÓN AUTORIZADAS POR LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA PARA CERTIFICAR EL CUMPLIMIENTO DE LAS CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS DE LA INFRAESTRUCTURA REQUERIDA POR EL CENACE PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS Y CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA

UNIDAD DE INSPECCIÓN	DIRECCIÓN	CONTACTOS	TELÉFONO / E - MAIL	ALCANCE DE LA AUTORIZACIÓN	ı
		A 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1			1

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/412444/Directorio_de_UI_ Autorizadas_13-11-2018.pdf



Centros de Carga conectados previo a la publicación del Código de Red

Qué espera la CRE de los Centros de Carga conectados previo a la publicación del Código de Red?





Centros de Carga conectados previo a la publicación del Código de Red

Análisis del cumplimiento del Centro de

El Centro de Carga debe realizar, a su costa, un Análisis del cumplimiento del Código de Red de sus instalaciones, el cual puede incluir un análisis de Calidad de la Potencia, coordinación de protecciones, etc..

Determinación de parmetros en incumplimiento

incumplimiento

Como resultado del
Análisis de
cumplimiento del
Centro de Carga, se
deben identificar

los parámetros del Código de Red que se encuentran en incumplimiento y en qué medida.

Determinación

3 A

Acciones de mitigación

Con base en los parámetros que se encuentran en incumplimiento, el Centro de Carga debe establecer las acciones que serán implementadas para subsanar el incumplimiento. Acciones



<u>Plan</u>
<u>de</u>
<u>Trabajo</u>

Recomendaciones para cumplimiento de Calidad de la Potencia



• Se sugiere realizar un análisis de la red local (Centro de Carga) con un Analizador de Redes Clase A. (IEC61000-4-30)

Parámetro		
Tensión RMC	Mínimo, promedio, máximo	
Corriente RMC	Mínimo, promedio, máximo	
Potencia	Activa, reactiva, aparente	
Factor de Potencia	Cos Ø	
Frecuencia	Resolución de centésimas de Hz	
Energía	kWh, kvah, kvarh	
Flicker	Pst, Plt, 10 minutos	
Desbalance		
Armónicas en Tensión	Mínimo hasta la 50ª	
Armónicas en Corriente	Mínimo hasta la 50ª	
Interarmónicas tensión y corriente		











Recomendaciones para cumplimiento de Calidad de la Potencia



• Identificación de áreas de oportunidad para mejorar el F.P. y Calidad de la Potencia

1	Identificación del tipo de carga	¿Lineal?, ¿No lineal?, ¿dinámica?		
2	Identificación del mejor medio para mejorar el F.P.	Compensador estático de Volt-Ampere reactivo (SVC)	TSC Thyristor - switched capacitor	
			TCR Thyristor - controlled reactor	
			TSR Thyristor – switched reactor	
		Compensador Estático Síncrono (STATCOM)		
		Conductor de neutro. Sobredimensionamiento al 200%		
		Sistema trifásico balanceado		
	Armónicos fuera de rango	Filtro de armónicas (fijo o automático AHF)		
3		Factor K Transformador*		
4	Características de las cargas	Estándares que regulan la emisión de armónicas en cargas < 1 kW IEC 1000-3-4: Technical Report IEC 1000-3-5: Technical report EN 61000-3-3: Voltage Fluctuation & Flicker		

^{*} El factor "K" es una constante que indica la capacidad del transformador para alimentar cargas no

Cumplimiento del C digo de Red:



An lisis del cumplimiento del Centro de Carga

Identificar cuáles de los requerimientos del Código de Red son aplicables al Centro de Carga:



✓ El Análisis del cumplimiento del Centro de Carga tiene como finalidad evaluar el comportamiento del Centro de Carga y determinar su cumplimiento o no, con los requerimientos del Código de Red:

- ☐ Rangos de tensión
- □ Rangos de frecuencia
- / Corto circuito
- ☐ Factor de factor de potencia
- Protecciones
- ✓ Control
- Calidad de la potencia

Quiénes realizan el Análisis del cumplimiento del Centro de Carga?

Empresas de servicios de ingeniería que tengan los equipos y capacidades técnicas para realizar el análisis.

Cumplimiento del Código de Red:



Plan de Trabajo

Contenido Mínimo:

- Resultados del Análisis de Calidad de la Potencia en el que se señale: parámetros aplicables del Código de Red al Centro de Carga y el estado que guardan actualmente
- 2. Parámetros del Código de Red que se encuentran en incumplimiento y en qué medida
 - 3. Acciones de mitigación propuestas, incluyendo: equipo que se utilizará, en su caso, para cumplir con el Código de Red, plazos de cumplimiento

Aspectos sobre su presentación:

- Se debe presentar en la Oficialía de Partes Física o Electrónica de la CRE, dirigido a la Secretaria Ejecutiva: Ingrid Gallo Montero
- 2. Se deben indicar los Centros de Carga para los que aplica el Plan de Trabajo. Los Centros de Carga se deben identificar con el RPU o RMU, según corresponda.
- 3. Para los Centros de Carga que tengan características similares y tengan un mismo representante legal (por ejemplo, centros de carga en media tensión) se podrá presentar un solo Plan de Trabajo que agrupe a los Centros de Carga.
- 4. Se pueden hacer alcances al Plan de Trabajo

La CRE emitirá una Guía para la elaboración del Programa de Trabajo

Alcance y aplicación:



De conformidad con el Manual Regulatorio de Requerimientos

Técnicos para la Conexión de Centros de carga Los Centros de Carga que emanen o se relacionan a las actividades de suministro (calificado, básico o último recurso), usuarios calificados o generación de intermediación, que estén conectados en Alta o Media Tensión cumplirán con los requerimientos de este Manual, en un plazo que no podrá exceder de 3 años, debiendo presentar a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) un plan de trabajo detallando las acciones que serán implementadas, considerando los <u>practicas prudentes de la industria eléctrica, para asegurar el</u> cumplimiento de lo establecido en este Manual. En caso de prevalecer el incumplimiento a los requerimientos especificados en el Manual, se aplicarán las sanciones de conformidad con la normativa vigente.

Estado Actual:

 A la fecha, la CRE no ha recibido ningún Plan de Trabajo para asegurar el cumplimiento del Código de Red

Monitoreo del cumplimiento de Centros de Carga:





La CRE cuenta con información del CENACE, CFE Transmisión y CFE Distribución, proveniente del SCADA, con respecto al comportamiento de diversas cargas con respecto a Calidad de la Potencia, en particular sobre el factor de potencia.



La CRE coordinará visitas de Inspección para evaluar el cumplimiento de los Centros de Carga, a partir de abril 2019.

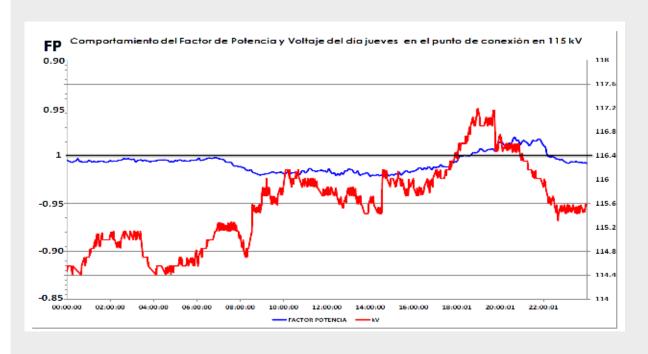


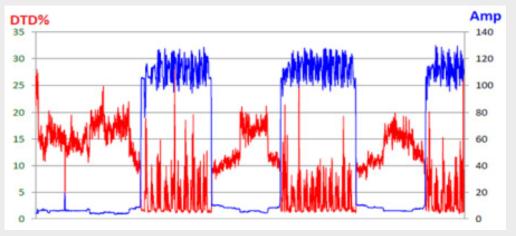
Los Usuarios que tengan problemas en la calidad de su suministro, pueden informar a la CRE, para que se realice un análisis de la procedencia de los referidos problemas, para identificar la causa-raíz y los posibles causantes.

Monitoreo del cumplimiento de Centros de Carga:



Visibilidad del CENACE:





Factor de Potencia en Alta Tensión

Distorsión Armónica Total (THD o DTD) en Alta Tensión

Vigilancia del cumplimiento y sanciones





La vigilancia del cumplimiento del Código de Red es obligación de la Comisión, para lo cual podrá llevar a cabo los actos de verificación e inspección que determine necesarios por conducto de los servidores públicos que tenga adscritos o mediante Unidades de Inspección.



Los Sujetos Obligados a cumplir con el Código de Red que dejen de observar, de manera grave a juicio de la CRE, el Código de Red, se sujetarán a las sanciones establecidas en el artículo 165, fracción I, inciso k), y fracción II, inciso c) de la LIE.

Vigilancia del cumplimiento y sanciones





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

Con multa del 2 al

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".

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.



OTROS INSTRUMENTOS RELACIONADOS CON EL CÓDIGO DE RED

NORMAS OFICIALES MEXICANAS



NOM-001-CRE/SCFI-2018, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de instrumento-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad.

 Medidores de facturación Clase 0.5 (BT) y 0.2 (MT, AT)

- Medidores de Calidad de la Potencia Clase A
- Transformadores de Medida (TC, TPI, TPC)
- Evaluación de la Conformidad
- Unidades de Verificación

ANTEPROYECTO Instalaciones para Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica. Establecer las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que debe cumplir el diseño y construcción de las Redes Generales de Distribución y Red Nacional de Transmisión que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional con el fin de mantener la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad.

ANTEPROYECTO Métodos de medición de variables para el cálculo del porcentaje de energía libre de combustible (Métodos de medición para acreditación de centrales eléctricas limpias)

Establecer las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que debe cumplir el diseño y construcción de las Redes Generales de Distribución y Red Nacional de Transmisión que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional con el fin de mantener la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad.

NORMAS OFICIALES MEXICANAS



PROYECTO de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-SEDE-2018, Instalaciones Eléctricas (utilización).

Publicado en el DOF el 6 de agosto del 2018.



Requerimientos del Código de Red para Centros de Carga

Unidad de Electricidad Comisión Reguladora de Energía www.cre.gob.mx

*Los comentarios y opiniones expresados en esta presentación son los del autor y no necesariamente reflejan la opinión de la CRE.