

SECRETARÍA DE ENERGÍA
CÓDIGO DE RED - RES/550/2021 - (V2.0)
INTRODUCCIÓN



Objetivos Del Curso

- a. Conocer el origen Código de Red
- b. ¿Que es? y ¿Para que es? el Código de Red
- c. ¿Que implica el **No** cumplimiento del CR
- d. ¿Que implica el cumplimiento del CR?
- e. Conocer los requerimientos del CR
- f. ¿Qué tengo que hacer para cumplir con el CR?
- g. ¿Por qué es importante el sistema de monitoreo?

Módulo 1

Generalidades del Código de Red

Reforma Energética

Es un paso decidido rumbo a la modernización del sector energético de nuestro país, sin privatizar las empresas públicas dedicadas a la producción y al aprovechamiento de los hidrocarburos y de la electricidad.

Presentada



Presidente
Enrique Peña
Nieto

12 de Agosto de
2013



Aprobada

Senado de la
República.

Aprobada



Cámara de
Diputados

11 de Octubre de
2013



Constitucional

Poder Legislativo
Federal.

12 de Octubre de
2013

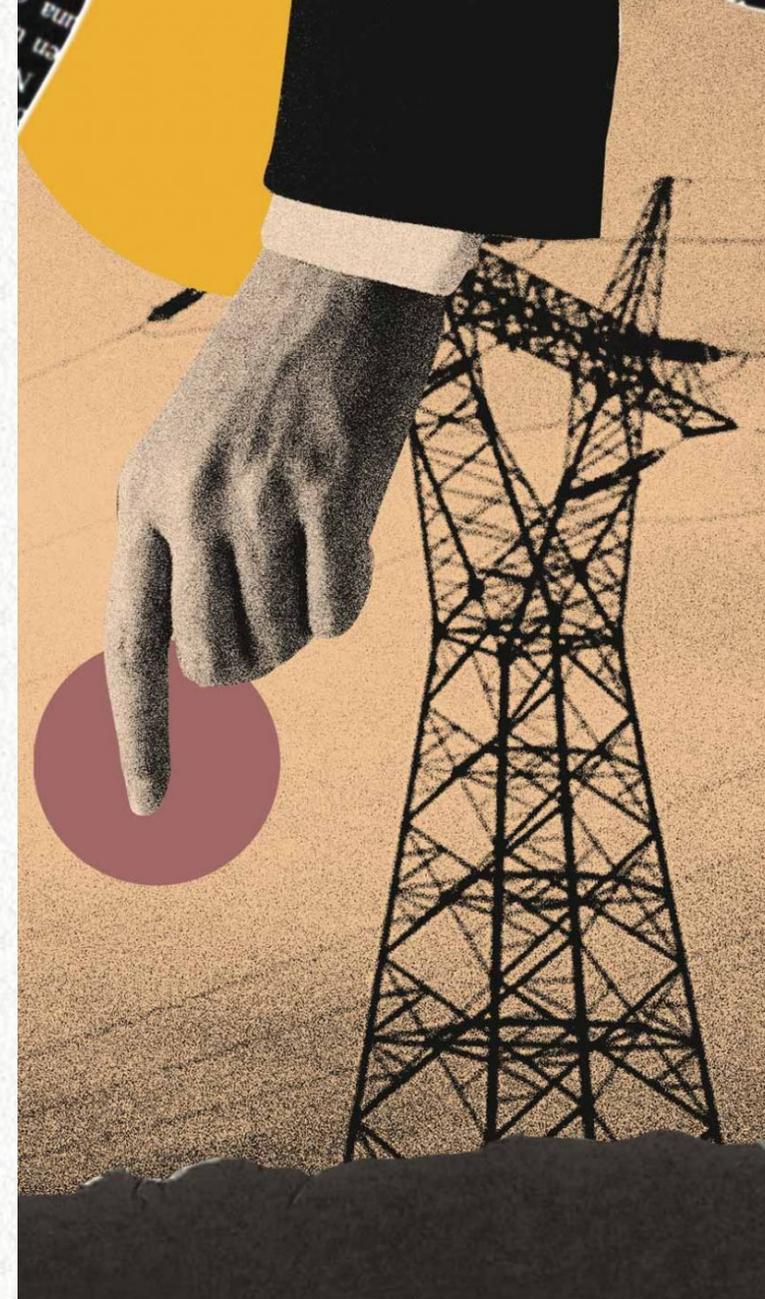
Publicada



DIARIO OFICIAL
DE LA FEDERACION
ORGANO DEL GOBIERNO CONSTITUCIONAL DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

18 de Diciembre
de 2013

21 de Diciembre
de 2013



¿Qué cambios importantes llegaron con la Reforma Energética?

Es un cambio en la ley que no tiene marcha atrás y abre el mercado eléctrico dentro del país

CFE

Comisión Federal de Electricidad®

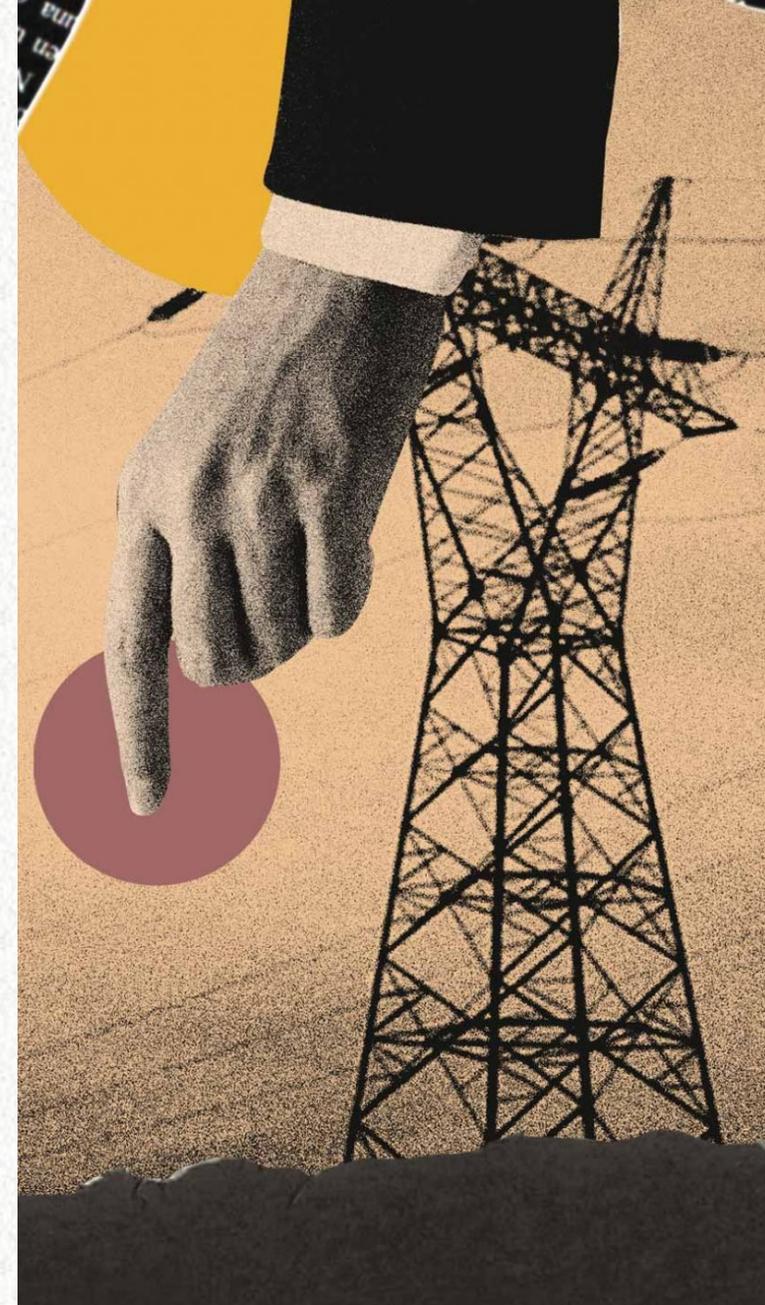
CFE podía Comercializar
Energía Eléctrica

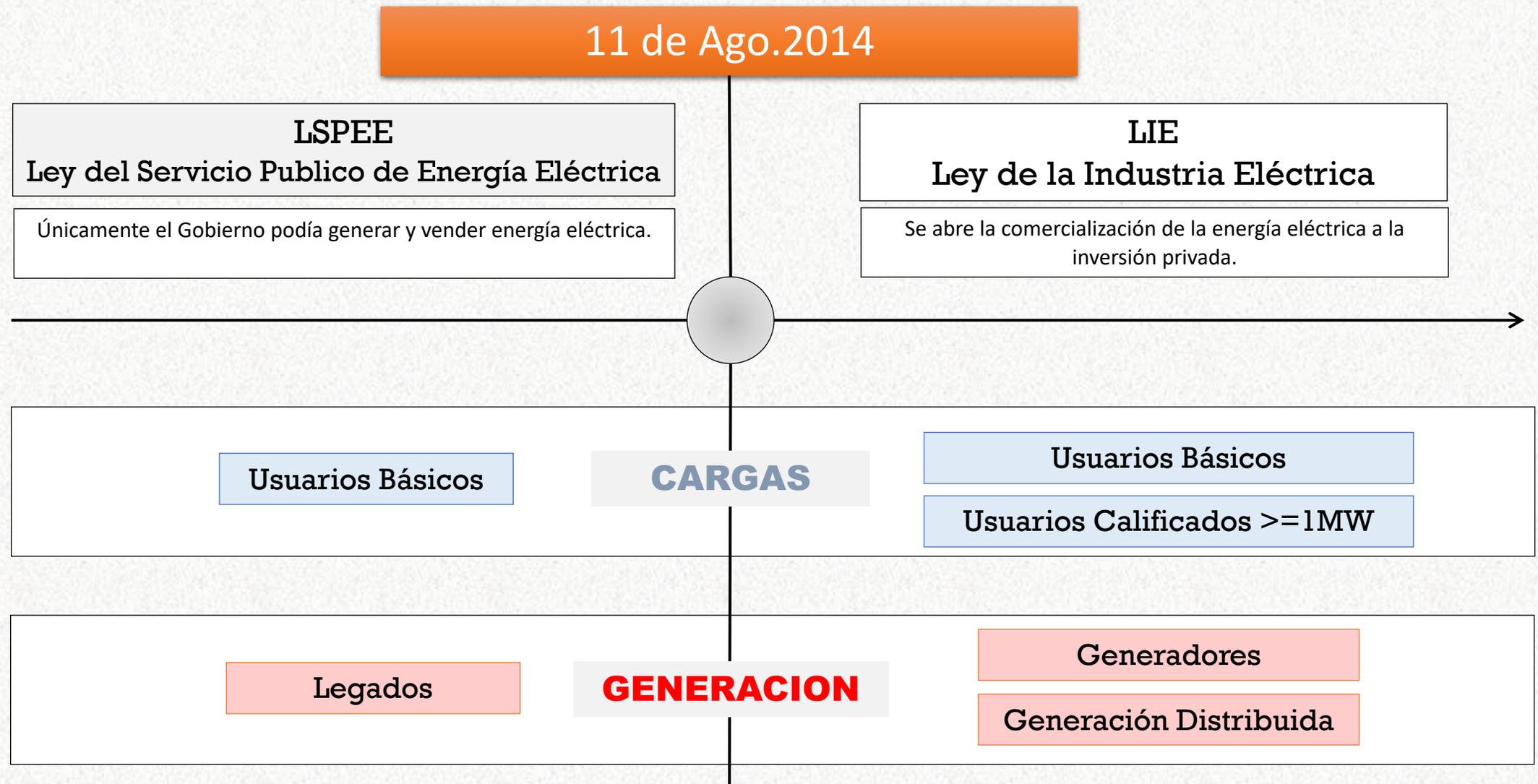


Se abre el mercado a la
inversión privada

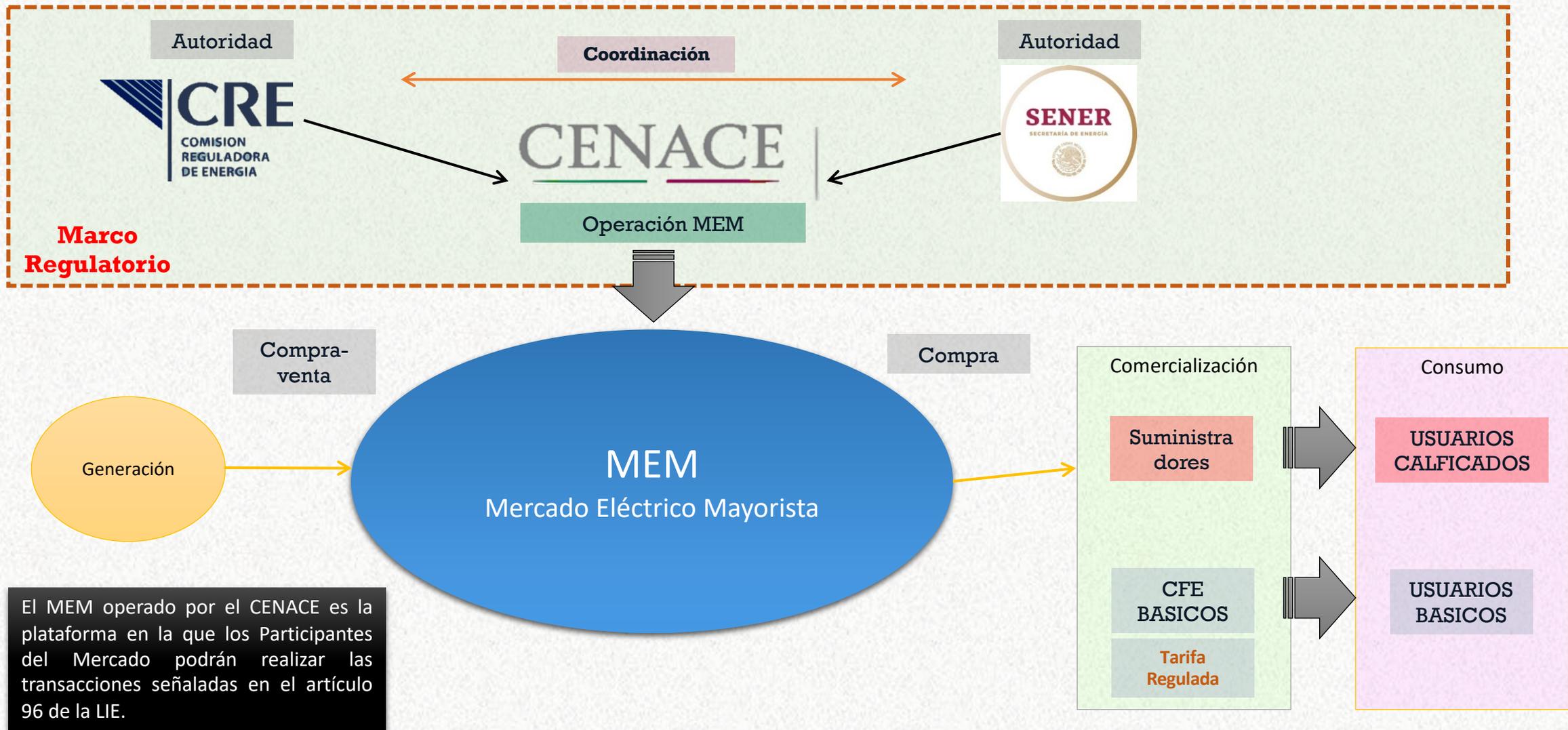
Acerca de la importancia de conocer la Reforma Energética:

El costo de la energía eléctrica es uno de los rubros mas fuertes a considerar en cualquier negocio. Tener conocimiento del estatus actual en materia de energía eléctrica dentro del país; nos ayudará a tomar mejores decisiones con respecto a los consumos, así como también, a promover proyectos de ahorro de energía. Que nos ayudarán a gastar lo correcto en nuestra facturación y evitar penalizaciones.



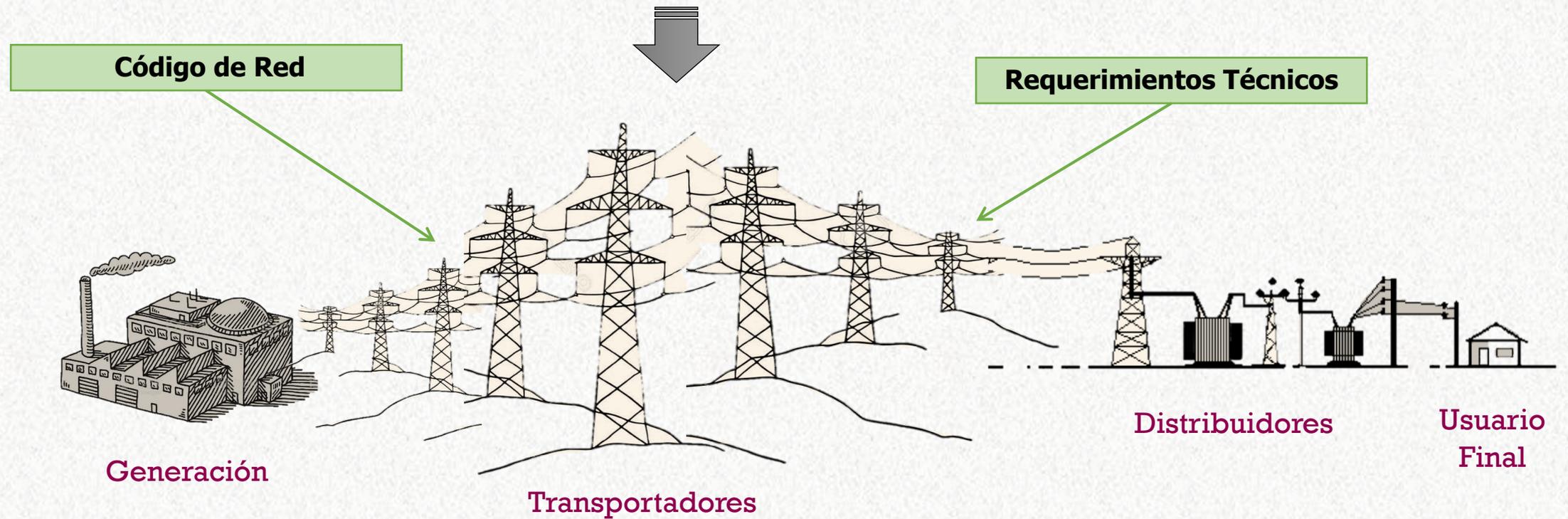


Plataforma del CENACE: MEM



Plataforma del CENACE: SEN

La **INFRAESTRUCTURA** eléctrica permite la entrega de la energía eléctrica que se comercializa en el **MEM**.



¿Qué es 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 SEN se define como el conjunto de instalaciones, conductores y equipos necesarios para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica en el país

Datos del Código de Red

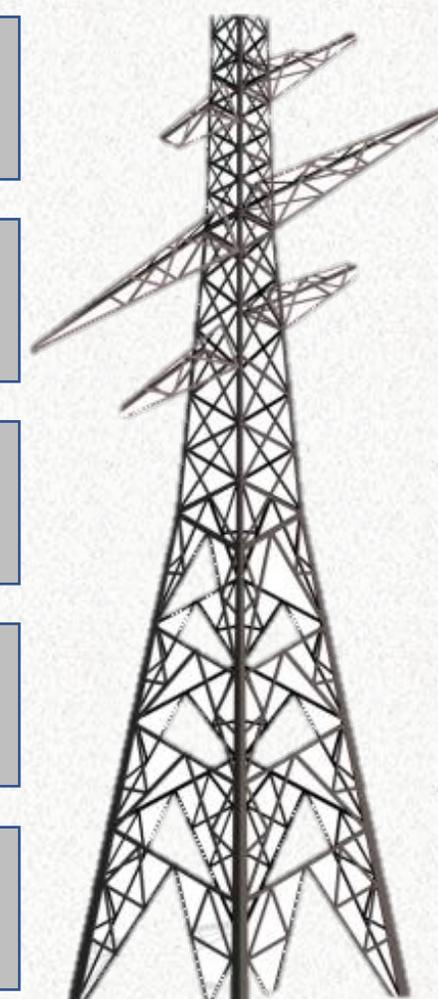
El Código de Red establece los requerimientos técnicos mínimos para todas las actividades que se llevan a cabo en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

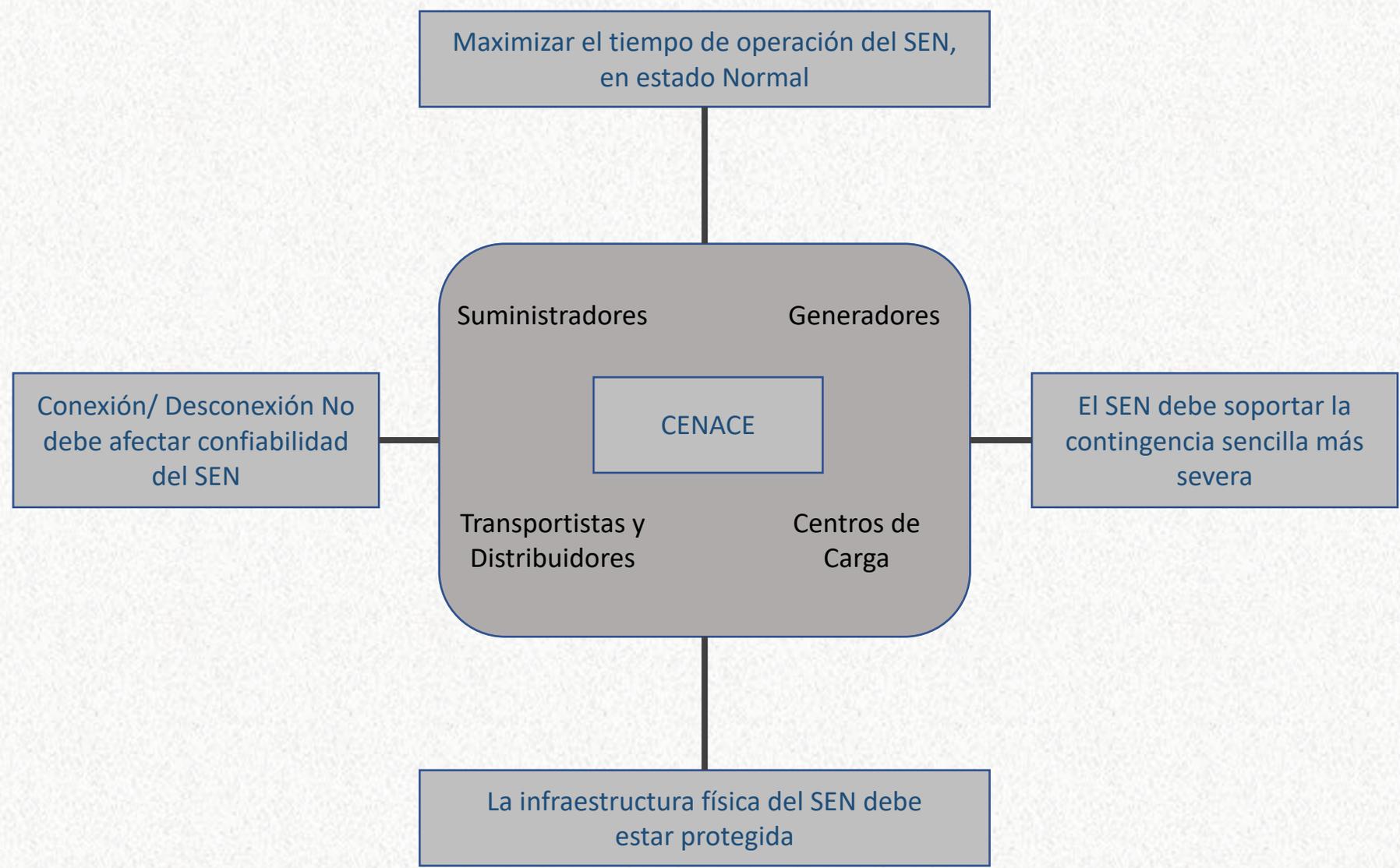
Su objetivo es definir criterios técnicos que promuevan que el SEN alcance y mantenga una “Condición Adecuada de Operación”.

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 en el Diario Oficial de la Federación (09/04/2016).

Cuenta con una actualización emitida en el DOF el 31 de Diciembre de 2021 Bajo la RES/550/2021





Actividades Reguladas

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



Operación

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



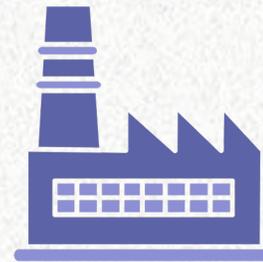
Planeación

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

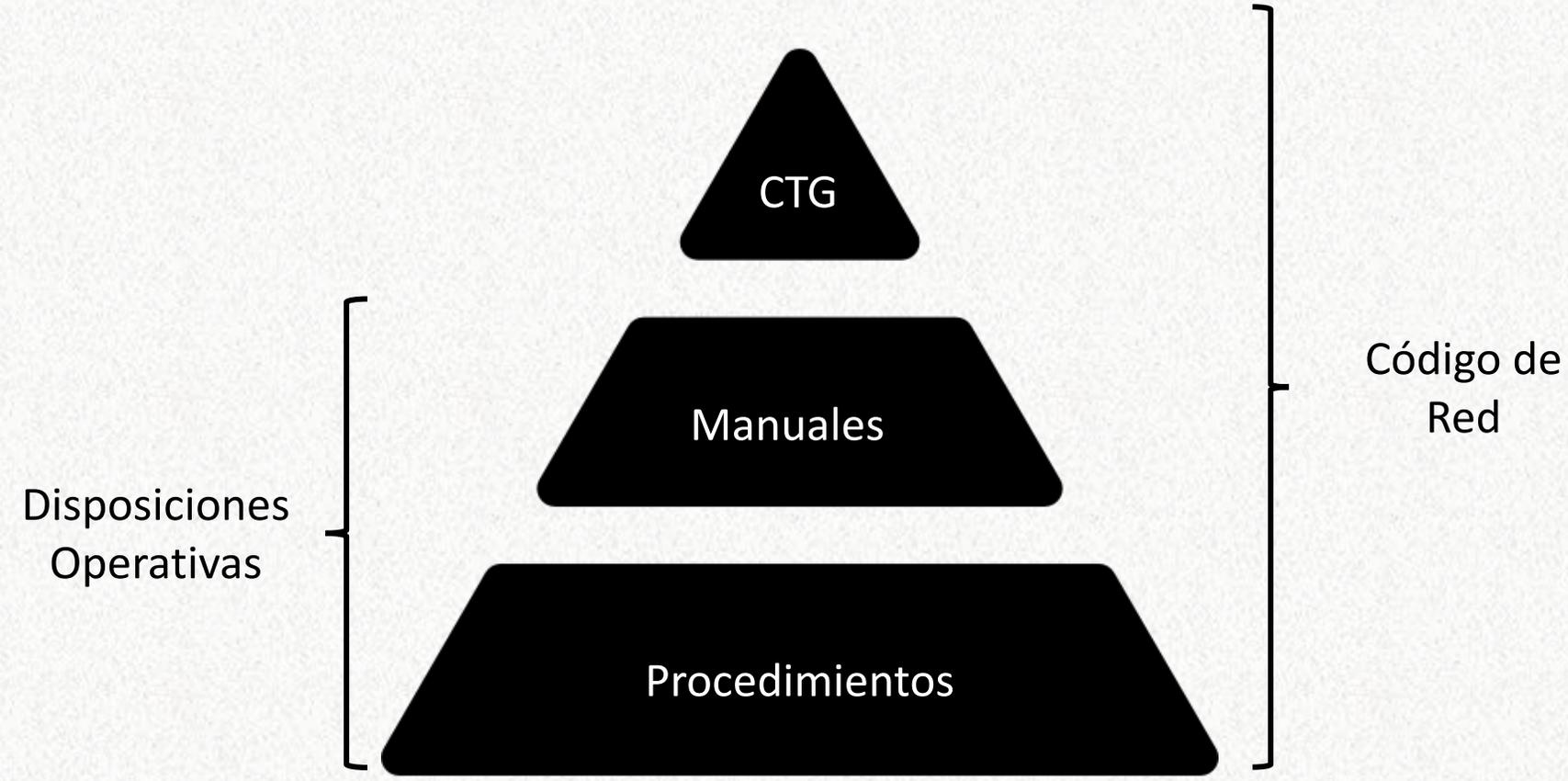
Requerimientos técnicos que deben de cumplir los **Centros de Carga** que pretendan o estén conectados al SEN.



Estructura del Código de Red



Estructura del Código de Red

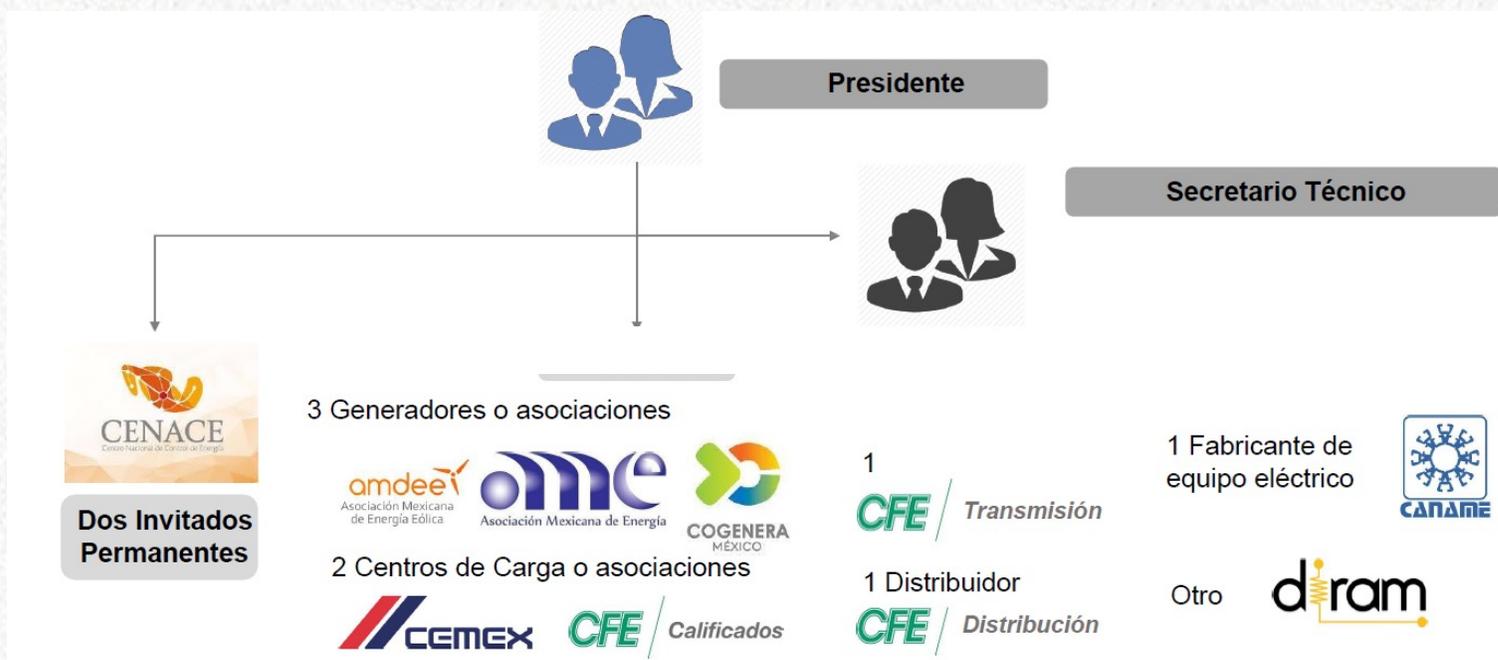


Establecer los Criterios técnicos que deberán ser observados durante el proceso de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución del SEN



La CRE constituirá un Comité Consultivo de Confiabilidad, el cual iniciará a sesionar como máximo un año después de la expedición del presente Código de Red. El Comité Consultivo será un órgano propositivo y de opinión que tendrá por objeto contribuir al proceso de revisión, actualización, normalización y consulta pública de los manuales, procedimientos y criterios contenidos en el Código de Red.

Estructura del Comité Consultivo

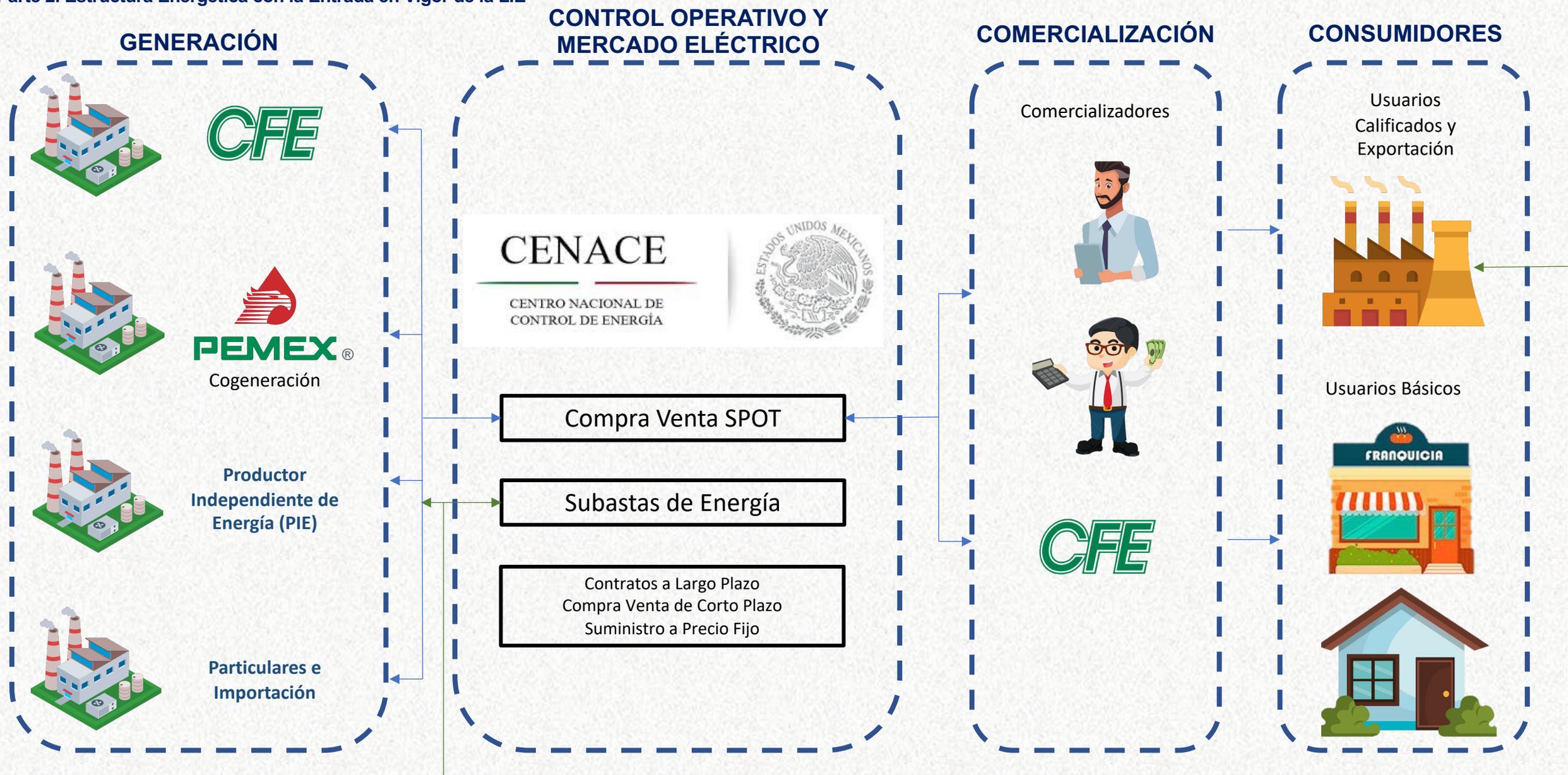


Comité Consultivo de Confiabilidad

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

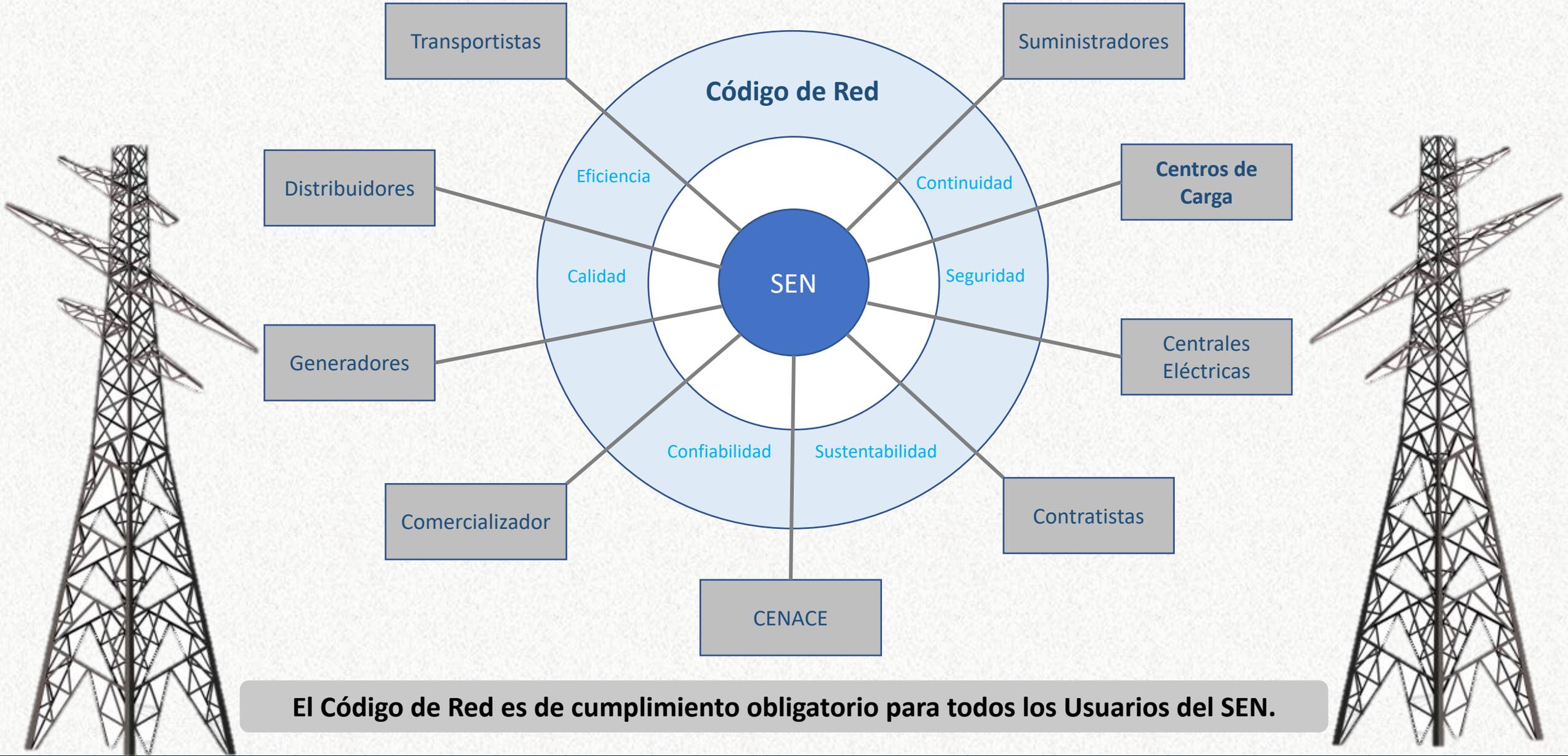
INTEGRANTES	NOMBRES
Presidenta	Comisionada Dra. Norma Leticia Campos Aragón <i>Comisión Reguladora de Energía (CRE)</i>
Secretario Técnico	Ec. Sergio Eduardo Domínguez Rodríguez <i>Comisión Reguladora de Energía (CRE)</i>
Invitados Permanentes (CENACE)	Mtro. Emilio Luna Quiroz Ing. Mauricio Cuéllar Ahumada
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
TOTAL	11

La CRE emitirá las Reglas de Operación del Comité Consultivo de Confiabilidad mediante una **Disposición de Carácter General** que debe de contener al menos los aspectos de su integración y funcionamiento.



Nueva Estructura de CFE con la entrada en Vigor de la LIE





El Código de Red es de cumplimiento obligatorio para todos los Usuarios del SEN.

CENTROS DE CARGA

Usuario Básico

CARACTERÍSTICAS

- Demanda de Energía menor a 1 MW.
- NO participa en el MEM
- Compra energía a CFE Suministrador de Servicios Básicos
- El costo de energía es bajo tarifas reguladas

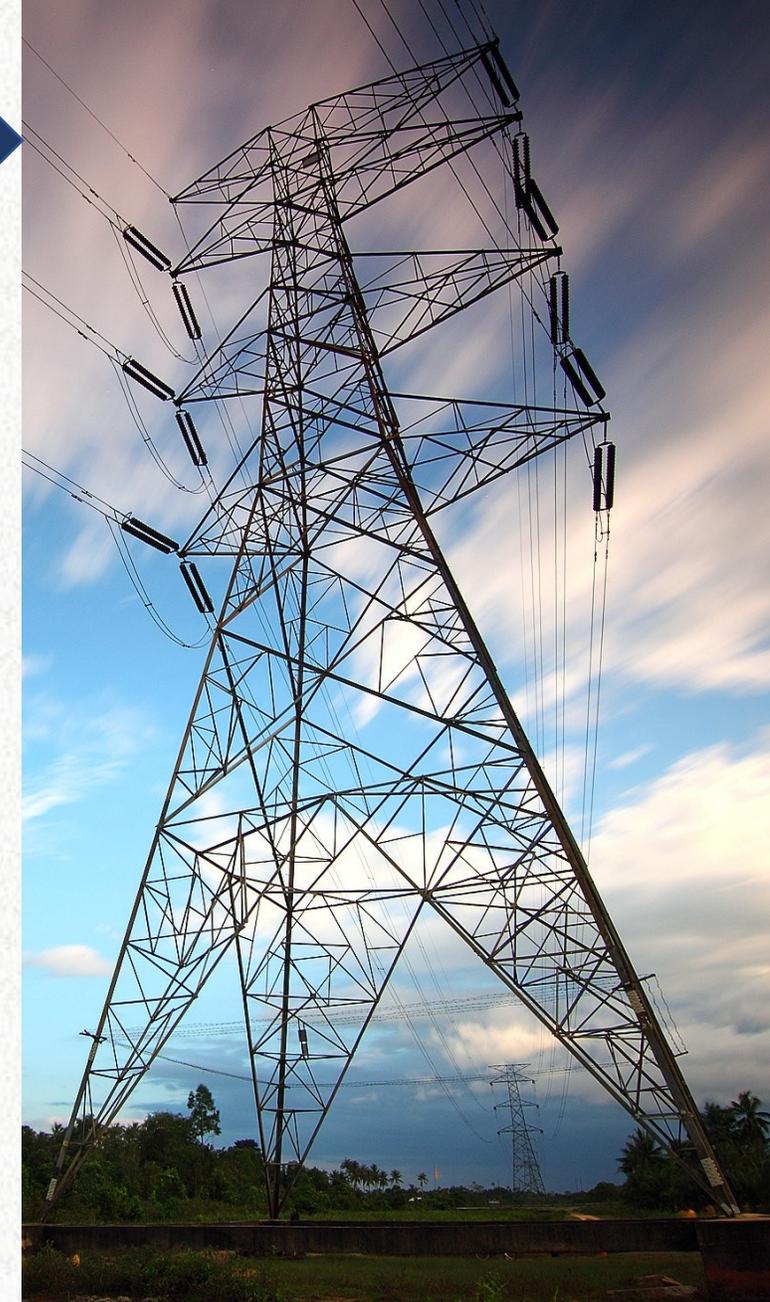


Usuario Calificado

CARACTERÍSTICAS

- Demanda de Energía mayor o igual a 1MW
- Registro ante la CRE (Opcional para Contratos Legados)
- Puede participar en el MEM **(Representado por si mismo o con un Suministrador de Servicios Calificados)**
- El costo de energía

El beneficio que más destaca entre un Usuario Calificado y un Usuario Básico es que el primero tiene la opción de elegir al Suministrador de Servicios Calificados que mejor se ajuste a sus necesidades y negociar el costo de la energía, contrario al Usuario Básico que forzosamente debe contratarla con las condiciones reguladas y establecidas.



Usuarios Calificados
Participantes del MEM

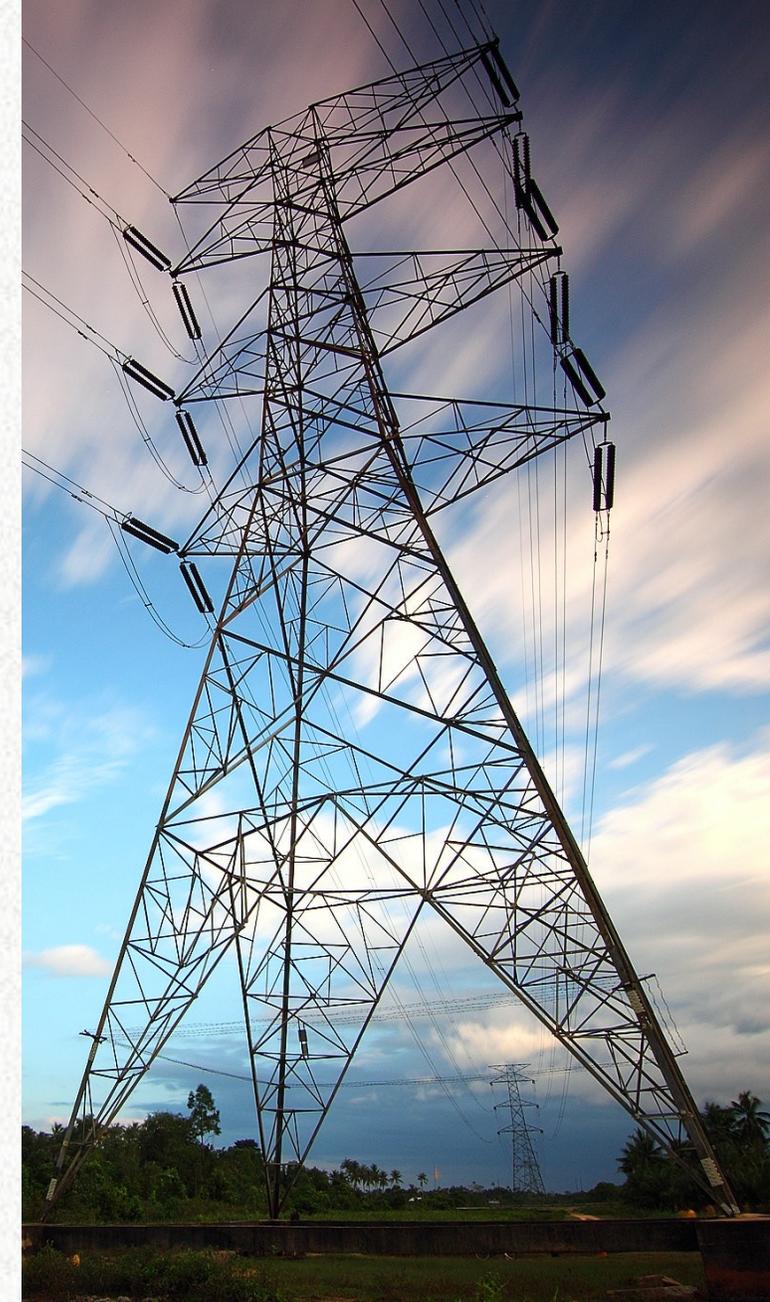


- Presentar ofertas de:
 - Compra fijas de energía (MDA).
 - Compraventa de Potencia (MBP), tomando en cuenta los Recursos de Demanda Controlable que representa.
 - Compra de servicios conexos para sus Centros de Carga (MDA).
 - Compraventa de DFTs.
 - Importación o exportación de energía (MDA).
- Comprar la cantidad de Potencia para cumplir con sus obligaciones.
- Comprar CEL (Certificado de Energías Limpias) para cumplir con sus obligaciones.
- Transacciones Bilaterales Financieras informando al CENACE.
- Adquirir los servicios de Transmisión, Distribución así como los servicios conexos no incluidos en el MEM, con base en las tarifas reguladas.
- Requisito al menos 5 MW de demanda y un consumo anual de 20 GWh.

- Deberán presentar sus ofertas de compra o venta a través de un Suministrador de Servicios Calificados o, de manera transitoria, por un Suministrador de Último Recurso.



Usuarios Calificados
Representados por un
Suministrador



El Código de Red es un Mandato Exigido por la Ley

De conformidad con el Artículo 2 del Reglamento de la LIE:

VII. Integrantes de la Industria Eléctrica: El CENACE, los Transportistas, Distribuidores, Generadores, Comercializadores, Suministradores y Usuarios Calificados Participantes del Mercado, así como los Importadores y Exportadores;



El Código de Red es de cumplimiento obligatorio para los Integrantes de la Industria Eléctrica.

¿Qué puede suceder si mi centro de carga no cumple con Código de Red?



Criterios Operativos:

Establecer los Criterios técnicos para asegurar la integridad del SEN, maximizar el tiempo en que éste se encuentre en el Estado operativo Normal, y minimizar el riesgo de daño a los equipos que lo conforman durante la operación considerando la seguridad del personal operativo de los Integrantes de la Industria Eléctrica y de la sociedad en general.



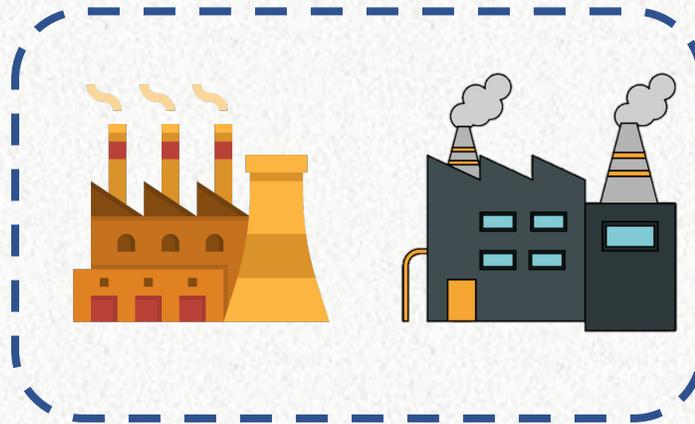
Objetivo:
Establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir los Centros de Carga conectados al SEN en Media o Alta Tensión, para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

Alcance y Aplicación:
Los requerimientos del presente Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN (Manual Regulatorio de Conexión) son de aplicación **para todos los Centros de Carga conectados o que pretendan la Conexión al SEN en los niveles de Media o Alta Tensión.**

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



× NO APLICA



✓ APLICA DE ACUERDO A
CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO



¿Qué va a suceder con el Manual de Requerimientos Técnicos de la RES/151/2016?

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.

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.

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.

Capítulo 1. Criterios de Conexión

El Manual Regulatorio de Conexión regulará las responsabilidades de los Centros de Carga conectados al SEN en **Media o Alta Tensión**. Los requerimientos técnicos contenidos en el siguiente apartado **serán referidos al Punto de Conexión**, a menos que se especifique algo distinto.



Beneficios del Código de Red:

Requerimientos del CR:

Tensión

Factor de potencia

Frecuencia

Calidad de la energía

Protecciones

Corto circuito

Beneficios del CR:

Evitar fallas de equipo

Reducción de pérdidas por paros innecesarios

Control del suministro de energía

Reducción de pérdidas por concepto energético

Disminución del RIESGO en Operaciones

Auditar al Suministrador de Energía

!!! El Código de Red tiene muchos beneficios preventivos que actualmente solo se pagan al costo que resulte sin conocimiento de los mismos !!!

De conformidad con el Artículo 165 de la LIE:

Las infracciones a lo dispuesto en esta Ley, sus Reglamentos o disposiciones emanadas de la misma se sancionarán de conformidad con lo siguiente:

I. Con multa del 2 al 10% de los ingresos brutos percibidos en el año anterior por:

Las infracciones a lo dispuesto en esta Ley, sus Reglamentos o disposiciones emanadas de la misma se sancionarán de conformidad con lo siguiente:

k) 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;

Las infracciones a lo dispuesto en esta Ley, sus Reglamentos o disposiciones emanadas de la misma se sancionarán de conformidad con lo siguiente:

I. Con multa de 50,000 a 200,000 salarios mínimos por:

c) Incumplir las disposiciones en materia de la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad del Sistema Eléctrico Nacional;

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

- Numero de usuarios afectados,**
- Tiempo de interrupción del suministro,**
- Energía no suministrada,**
- Corte manual de carga no controlable,**
- Otras.**



Multas

-2 al 10% Ingreso total año anterior
-50mil a 200mil SM

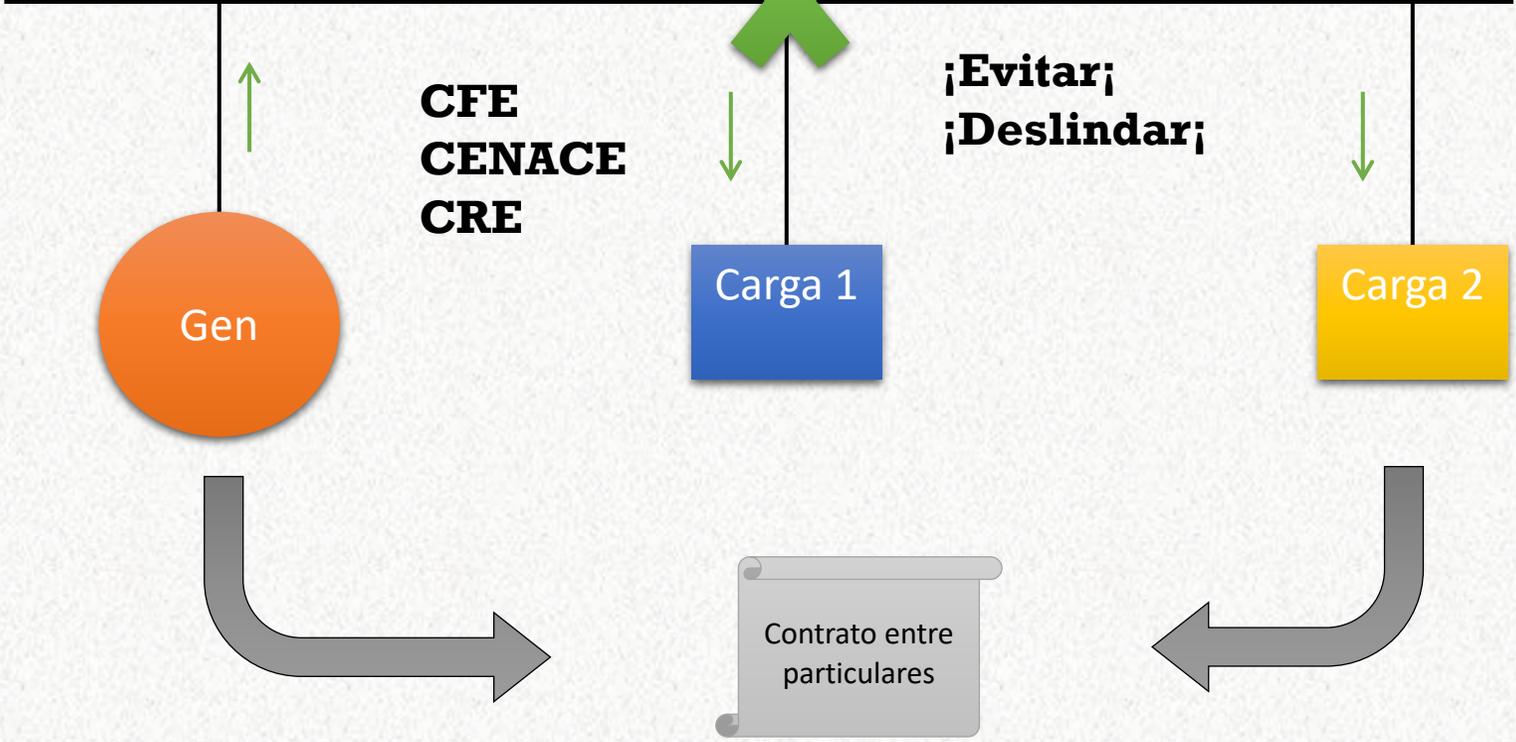


Pago de Daños

SEN



¡Evitar!
¡Deslindar!



¡El Código de Red es tu aliado cuando se suscite una condición de falla; ya que, si no fuiste responsable, podrás pedir que se cubran tus daños. También es tu defensa en caso que quieran hacerte responsable de un evento no provocado en tu centro de carga!



Plan de Trabajo a la CRE

El plan de trabajo es una de las dos obligaciones que deben cumplir los centros de carga que estaban conectados a la entrada en vigor del Código de Red, por lo que debe ser entregado a la CRE. La importancia de la entrega del Plan de Trabajo es, que **servirá de atenuante en las sanciones por incumplimiento**.

El Plan de Trabajo debe ser entregado a la CRE para poder dar cumplimiento a este requerimiento obligatorio.

El plan de trabajo deberá estar elaborado conforme a la Guía publicada por la CRE.



- ✓ El Plan de Trabajo debe entregarlo el Centro de Carga a la CRE
- ✓ Establece los tiempos de ejecución para el Cumplimiento del CR.
- ✓ Servirá de Atenuante en caso de alguna visita de la CRE.

<https://www.gob.mx/cre/documentos/formato-de-ayuda-para-la-entrega-del-plan-de-trabajo>



Plan de Trabajo a la CRE- Fase de Revisión de Instalaciones Eléctricas

Revisión de Instalaciones Eléctricas:

Es necesario realizar una inspección a las instalaciones actuales, para determinar los parámetros eléctricos y obtener toda la información referente a todos los elementos que conforman el Sistema Eléctrico del Centro de Carga.

Resultados de la Inspección

- ✓ Diagramas Unifilares (Base para la Fase de Estudios)
- ✓ Reporte de Instalaciones Eléctricas
- ✓ **Reporte de Revisión de NOM-001-SEDE-2012**

Todos los proyectos deberán estar sustentados sobre las Normas Oficiales Mexicanas; para el caso del Código de Red, además de observar los requerimientos será necesario aterrizarlos a la NOM-001-SEDE-2012 (Instalaciones Eléctricas Utilización)



Plan de Trabajo a la CRE- Fase de Estudios

Estudios de Cumplimiento de Código de Red:

Son todos los **desarrollos de ingeniería** que se requieren para determinar el nivel de cumplimiento de los centros de carga; en ellos se observará que parámetros cumplen y cuales no. Los estudios requeridos para la evaluación del nivel de cumplimiento del Código de Red son los siguientes:

- ✓ Estudio de Calidad de la Potencia
 - Contaminación Armónica
 - Desbalance
 - Fluctuaciones de Tensión
 - Factor de Potencia
- ✓ Estudio de Flujos de Carga
- ✓ Estudios de Corto Circuito
 - Corto Circuito Monofásico
 - Corto Circuito Trifásico
- ✓ Coordinación de Protecciones



Los estudios revelarán el comportamiento operativo del punto de conexión y de los Transformadores del Centro de Carga



Plan de Trabajo a la CRE- Formato de Presentación de acuerdo al Manual de Requerimientos Técnicos:

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:	<input type="text"/>
Apellido Paterno:	<input type="text"/>
Apellido Materno:	<input type="text"/>
Teléfono: ()	e-mail: <input type="text"/>

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:	<input type="text"/>
Apellido Paterno:	<input type="text"/>
Apellido Materno:	<input type="text"/>
Teléfono: ()	e-mail: <input type="text"/>

2ª Persona:

Nombre:	<input type="text"/>
Apellido Paterno:	<input type="text"/>
Apellido Materno:	<input type="text"/>
Teléfono: ()	e-mail: <input type="text"/>

3ª Persona:

Nombre:	<input type="text"/>
Apellido Paterno:	<input type="text"/>
Apellido Materno:	<input type="text"/>
Teléfono: ()	e-mail: <input type="text"/>

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 administrados.

¹ Conforme a la clasificación general puntualizada en el siguiente enlace: <https://www.incol.org.mx/soe/scian/>

² Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte.



Plan de Trabajo a la CRE- Formato de Presentación de acuerdo al Manual de Requerimientos Técnicos:

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 Si. ¿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:

	Mínimo	Máximo
Trifásico (kA)		
Monofásico (kA)		
$Z_{TH(+)} (\Omega)$		
$Z_{TH(0)} (\Omega)$		
$X/R_{(+F)} \text{ o } X/R_{(-)}$		
$X/R_{(+F)} \text{ o } X/R_{(0)}$		

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)			
Mínimo	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



Plan de Trabajo a la CRE- Formato de Presentación de acuerdo al Manual de Requerimientos Técnicos:

3.6.2 ¿Esta registrado como Usuario Calificado?
 Si No

3.7 Control

3.7.1 ¿El Centro de Carga es un Recurso de Demanda Controlable?
 Si No

3.7.2 En caso de que la respuesta anterior sea Sí, ¿Cumple con la regulación aplicable a la Demanda Controlable?
 Si No

3.8 Calidad de la potencia

3.7.1 Desbalance de tensión y corriente
 Período de medición: del: / / al: / /

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

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

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

3.7.2 Distorsión armónica
 Período de medición: del: / / al: / /

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I _{cc} /L)	Límites para componentes armónicas de orden impar en porcentaje de 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)				
Mínimo	Promedio	Percentil 95	Percentil 99	Máximo

Armónica de orden	Resultados de los estudios eléctricos (% de L)				
	Mínimo	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 L)				
	Mínimo	Promedio	Percentil 95	Percentil 99	Máximo
CD ³					
2					
4					
6					
8					
10					
12					
14					
16					
18					
20					
22					
24					

³ Componente de Corriente Directa



Módulo 2

Evaluación y Cumplimiento del Código de Red

Objetivo:

Establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir los Centros de Carga conectados al SEN en Media o Alta Tensión, para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

Alcance y Aplicación:

Los requerimientos del presente Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN (Manual Regulatorio de Conexión) son de aplicación para todos los Centros de Carga conectados o que pretendan la Conexión al SEN en los niveles de Media o Alta Tensión.

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.

2.1 Tensión:

a. Tensión Permanente :

- a. En Estado Operativo Normal, los Centros de Carga deberán seguir conectados ante variaciones de tensión de manera permanente y de acuerdo con los rangos de la Tabla 2.1.A.

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

Tabla 2.1.A. Valores máximos y mínimos de tensión entre fases que deben soportar los Centros de Carga de manera permanente.

b. Tensión hasta por 20 Minutos :

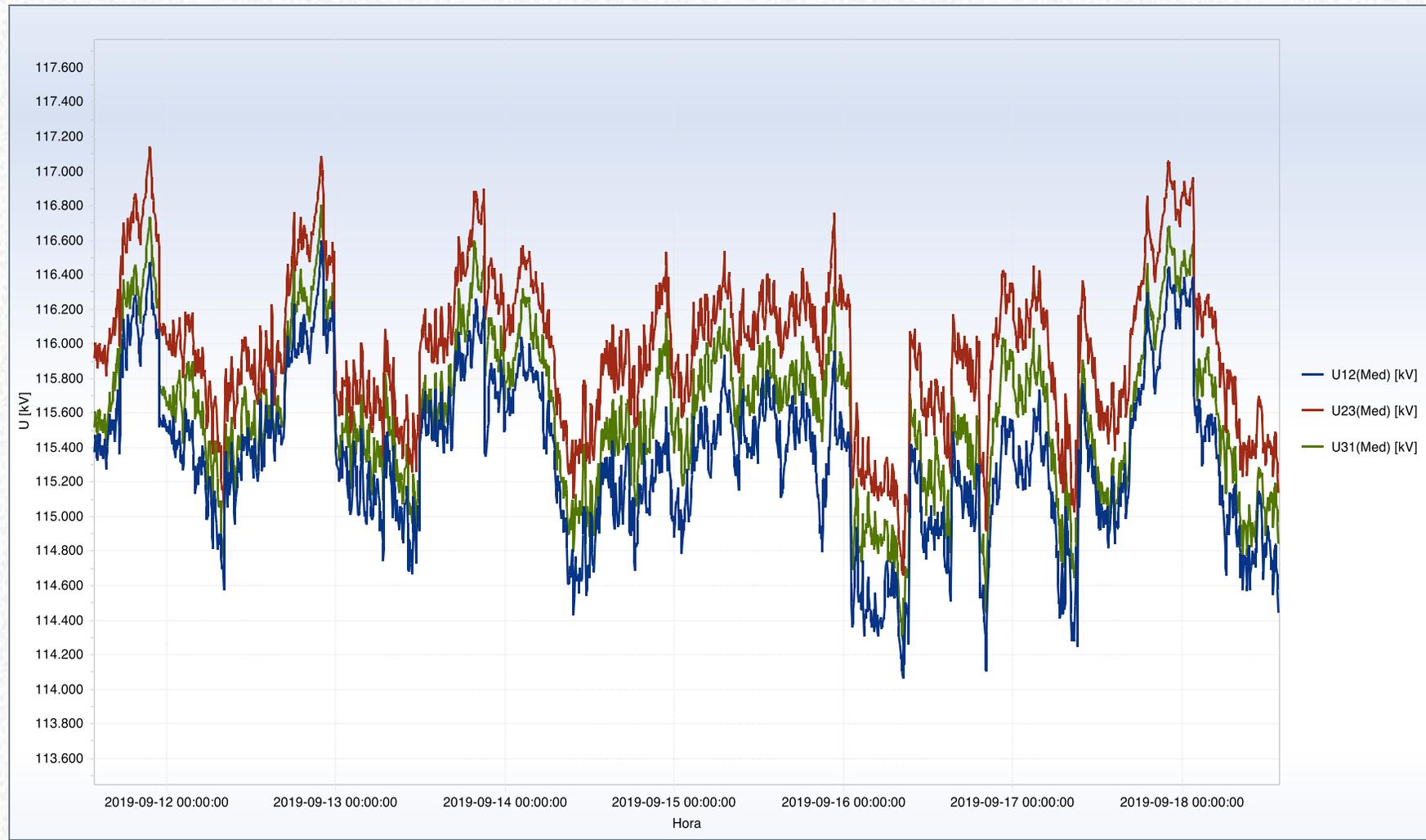
Tensión nominal [kV]	Tensión máxima [kV]	Tensión mínima [kV]
400.0	440.0	360.0
230.0	253.0	207.0
161.0	177.1	144.9
138.0	151.8	124.2
115.0	126.5	103.5
85.0	93.5	76.5
69.0	75.9	62.1
34.5	37.95	31.05
23.0	25.3	20.7
13.8	15.18	12.42

Tabla 2.1.B. Valores máximos y mínimos de tensión entre fases que deben soportar los Centros de Carga hasta por 20 minutos.

Requerimientos para cumplimiento de Código de Red

- ✓ Revisión del tipo de Protecciones Actuales.
- ✓ Implementación de Protecciones y Relevadores
- ✓ Ajuste de Protecciones Existentes
- ✓ **Revisión Máxima de Operación de los Equipos**

2.1 Tensión:



TENSIÓN FASES PROMEDIO			
	U12 [kV]	U23 [kV]	U31 [kV]
MAX	116.599	117.141	116.804
PROM.	115.344	115.977	115.608
MIN	114.063	114.656	114.275

2.2 Frecuencia:

Establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir los Centros de Carga conectados al SEN en Media o Alta Tensión, para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

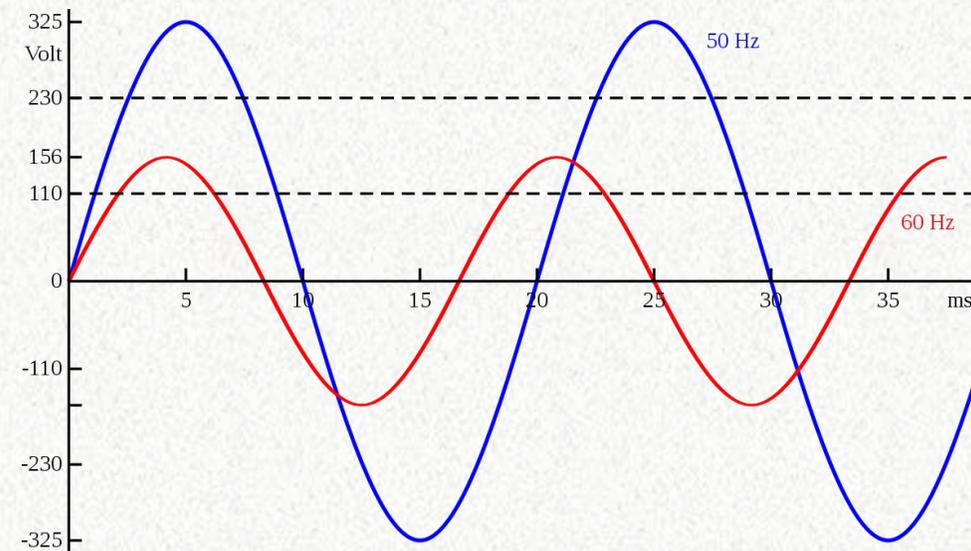
- a. El Centro de Carga deberá ser capaz de soportar variaciones de frecuencia y permanecer conectados, de acuerdo con los rangos establecidos en la Tabla 2.2.A.

Tiempo	Frecuencia máxima [Hz]	Frecuencia mínima [Hz]
Permanente	61.0	59.0
30 minutos	62.5	58.0

Tabla 2.2.A. Valores de frecuencia máxima y mínima que debe soportar el Centro de Carga.

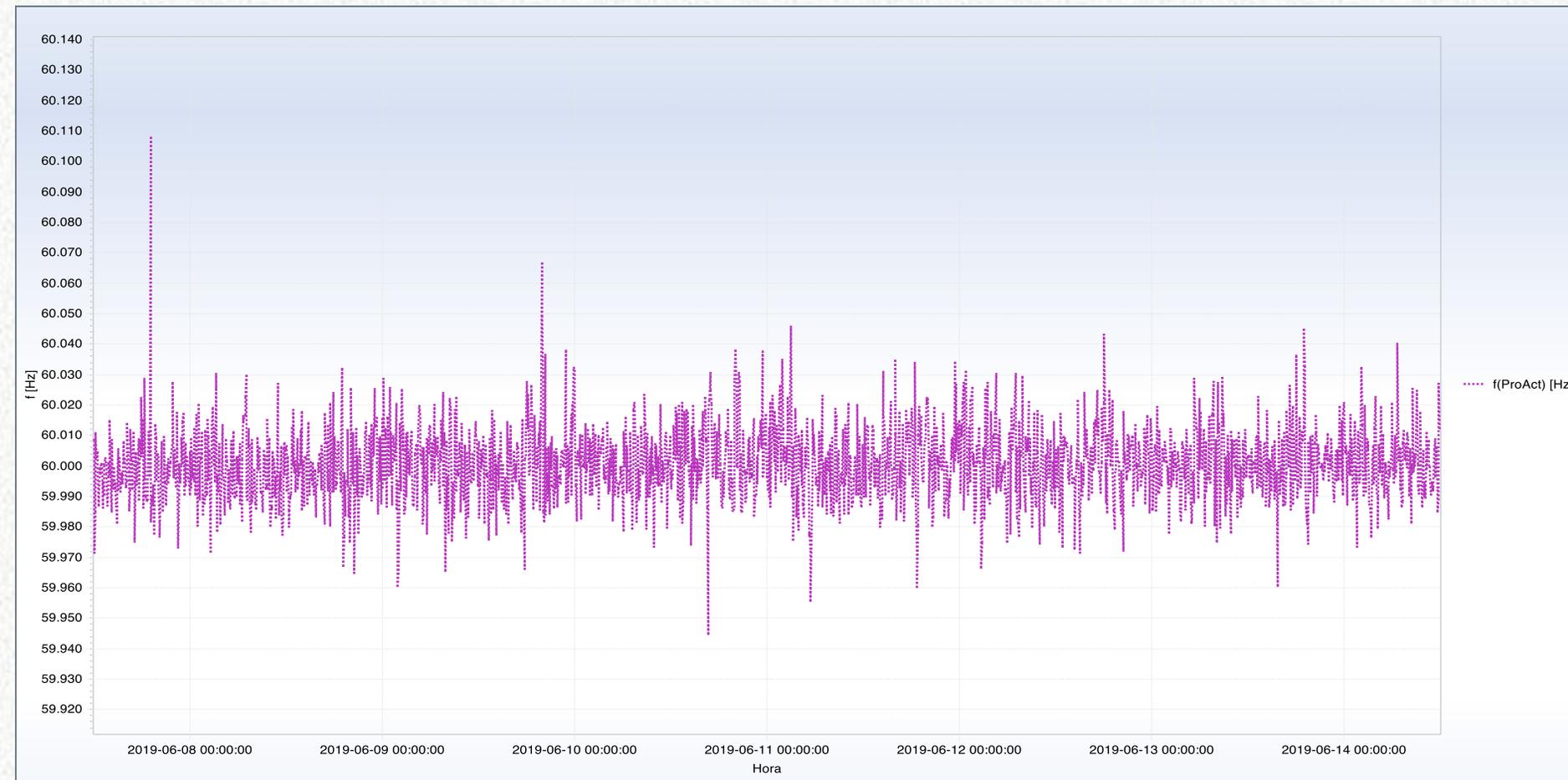
Requerimientos para cumplimiento de Código de Red

- ✓ Implementación de Protecciones y Relevadores
- ✓ Ajuste de Protecciones Existentes



2.2 Frecuencia:

Establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir los Centros de Carga conectados al SEN en Media o Alta Tensión, para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.



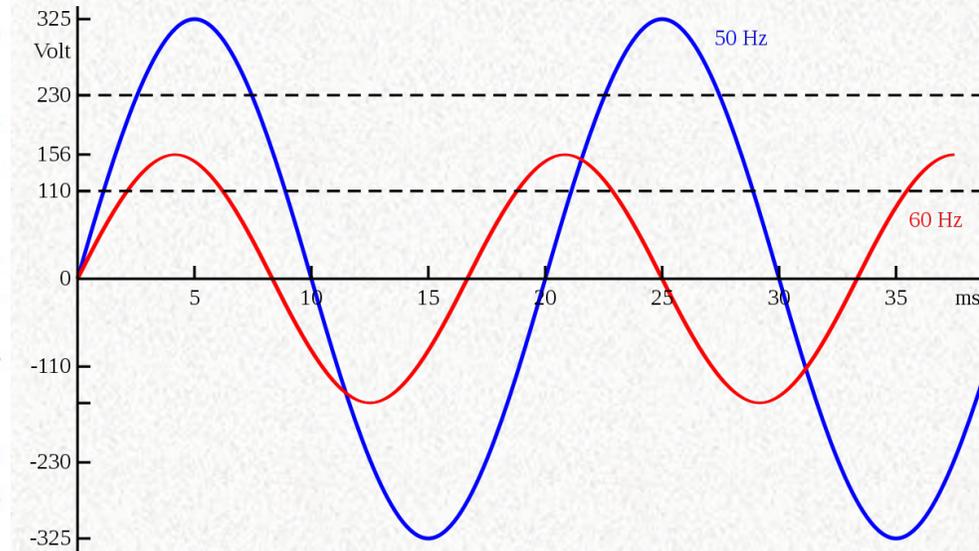
EVALUACIÓN DE FRECUENCIA			
	f [Hz]		
MAX	60.1		
PROM.	60.02		
MIN	59.95		

2.3 Corto Circuito:

- 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.
- 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.
- 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.
- Los niveles de corto circuito se deberán entregar a todo Centro de Carga que se conecte a la RNT o a las RGD.
- 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.
- 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.
- 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.

Requerimientos para cumplimiento de Código de Red

- ✓ Estudio de Corto Circuito
- ✓ Revisión de Condiciones Actuales
- ✓ Instalación, Ajuste o Cambio de Protecciones



Circuito	Voltaje Kv	Impedancia Secuencia Positiva		Impedancia Secuencia Cero		Falla Trifásica		Falla Monofásica	
		R1 (OHMS)	X1 (OHMS)	R0 (OHMS)	X0 (OHMS)	Potencia C.C. MVA	Amperes	Potencia C.C. MVA	Amperes
SFR-43145	13,800	1.027	1.616	1.427	6.186	99.46	4161	56.91	2381

2.4 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.

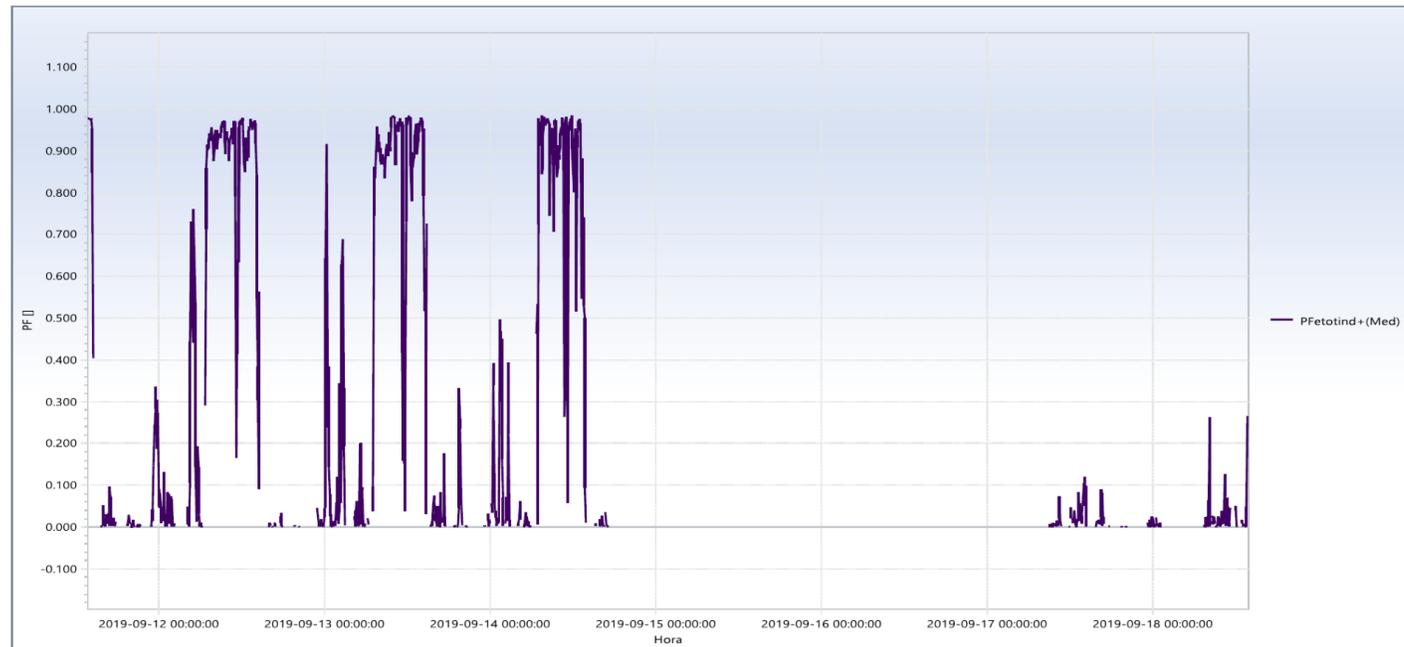
Los Centros de Carga que se encuentren conectados en Media Tensión con una demanda contratada igual o superior a 1 MW, a la entrada en vigor de las presentes disposiciones, tendrán un periodo transitorio no mayor a dos años, contados a partir de la publicación del presente documento en el DOF, para asegurar el cumplimiento con el requerimiento de factor de potencia.



Requerimientos para cumplimiento de Código de Red

- ✓ Estudio de Medición de Factor de Potencia
- ✓ Proyecto de Mejora del Factor de Potencia de acuerdo a necesidades específicas de cada servicio

2.4 Factor de Potencia:



FACTOR DE POTENCIA			
PF ind (Min)	Pf ind (Med)	PF ind(Promedio)	PF ind (Max)
0.8711	0.3409	0.9495	0.9673

Lecturas cinco minútales del Factor de Potencia			Cumplimiento	Evaluación
< 95%	>100%	=>95% & <100%	%	
273	1223	520	26	No cumple
1496				

2.5 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.
- c. 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.

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)

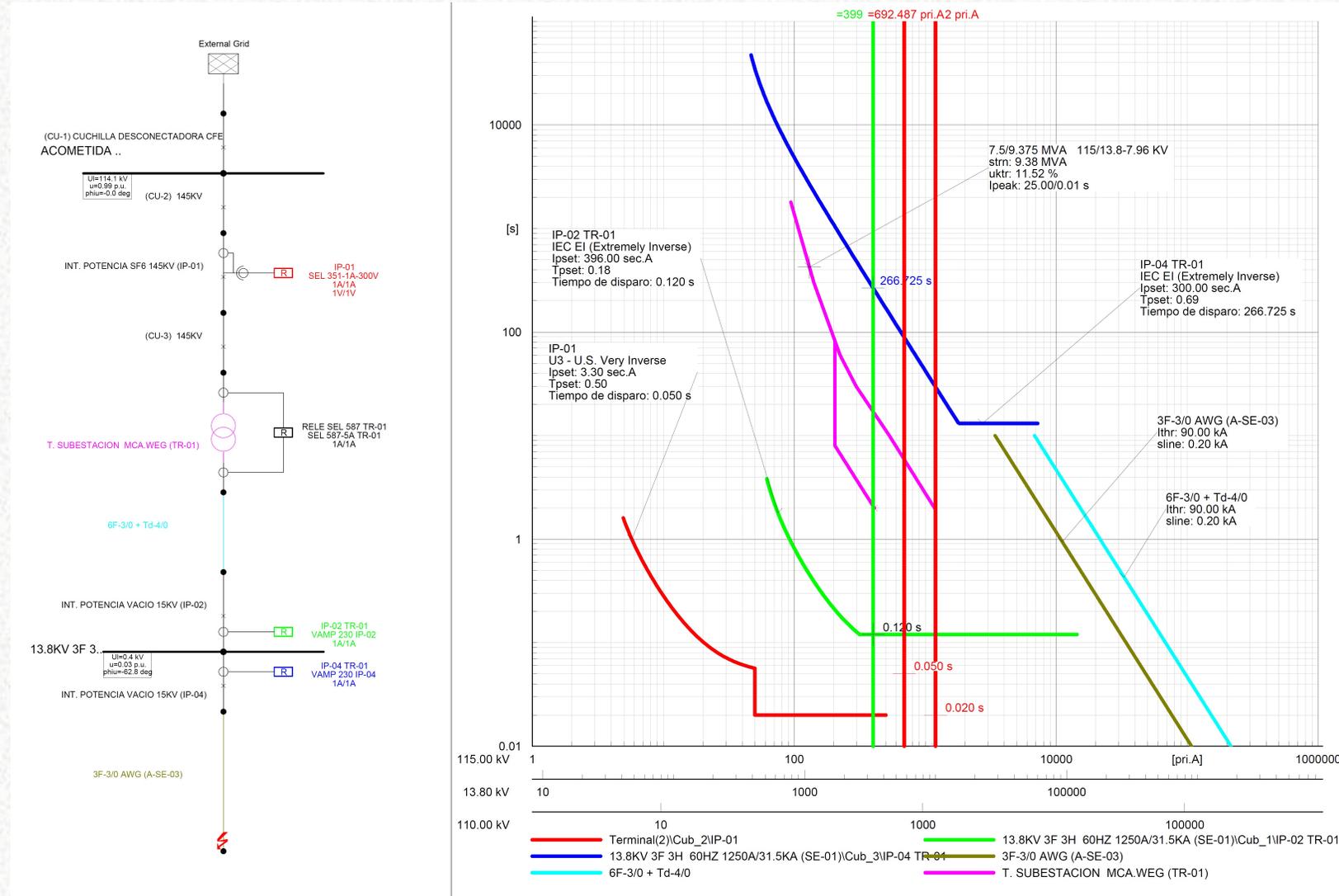
Esquema de protección de transformadores de potencia mayores a 7.5 MVA

- 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 sobretensión de aceite.
- **63PC** Disparo por sobrepresión en cambiador.
- **63F** Disparo por flujo de aceite en el cambiador

2.5 Protecciones:

Requerimientos para cumplimiento de Código de Red

✓ Estudio de Coordinación de Protecciones



2.6 Control y 2.7 Intercambio de Información:

2.6 Control

- a. 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.

2.7 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.

Tabla 7.A Requisitos de Infraestructura de TIC para Centros de Carga A conectados en niveles de tensión <69kV

INFRAESTRUCTURA REQUERIDA PARA EL CONTROL OPERATIVO DEL SEN Y LA OPERACIÓN DEL MEM		
Requisitos de TIC	¿Se requiere en el Centro de Carga?	¿Se requiere en el Punto de conexión?
Equipo para datos de Telemetría en Tiempo real	No	<p>Sí, se requiere si el equipo primario es un restaurador o seccionador. El equipo de telemetría o control incluido en el mismo debe cumplir con lo indicado para los elementos de TIC en las especificaciones técnicas VH000-11, VM000-51, VM000-74 y VP000-31.</p> <p>Si el Punto de conexión se ubica en una subestación del Distribuidor, se requiere integrar las señales de telemetría a la UTR, misma que debe cumplir con la especificación técnica aplicable a UTR para subestaciones eléctricas.</p> <p>No se requiere si el medio de desconexión es cortacircuitos fusible.</p> <p>Para la implementación de este requisito, el Centro de Carga debe coordinarse con el Distribuidor</p>
Medio de comunicación primario (para telefonía IP y/o datos)	No	<p>En caso de utilizar seccionador o restaurador, se requiere conexión al sistema de radiofrecuencia de datos existente en el Centro de Control del Distribuidor más cercano.</p> <p>Sólo si la conexión a dicho sistema de radiofrecuencia no es viable técnicamente, podrá utilizarse un canal privado de al menos 64kbps.</p> <p>Para la implementación de este requisito, el Centro de Carga debe coordinarse con el Distribuidor</p>
Ancho de banda para los canales primario y de respaldo	No	<p>El ancho de banda debe ser al menos 64kbps hacia el Centro de Control del Distribuidor, por cada Centro de Carga.</p> <p>Para la implementación de este requisito, el Centro de Carga debe coordinarse con el Distribuidor</p>
Equipo para sincronía de tiempo	<p>Sí, se requiere cuando así se indique en el apartado "Infraestructura requerida para medición para liquidaciones" de esta misma tabla.</p> <p>Deberá ser el mismo equipo para sincronía de tiempo tanto para efectos del Control Operativo como para efectos de la medición para liquidaciones.</p>	

2.6 Control y 2.7 Intercambio de Información :

Requerimientos para cumplimiento de Código de Red

- ✓ Dependerá de la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y Tecnologías de Información y Comunicación. Los requerimientos los hará CFE y CENACE.



INFRAESTRUCTURA REQUERIDA PARA MEDICIÓN PARA LIQUIDACIONES		
Requisitos de TIC	¿Se requiere en el Centro de Carga?	¿Se requiere en el Punto de conexión?
Equipo de medición para liquidaciones (Medidor para liquidaciones y Transformadores de instrumento)	<p>Sí, se requiere sólo en Centros de Carga que, según el Manual aplicable a la interconexión de Centrales Eléctricas y la conexión de Centros de Carga, se ubiquen en la categoría "Abasto Aislado" conectado al SEN (sin perjuicio de lo anterior, también se deberá cumplir con lo requerido para Central Eléctrica en Abasto Aislado interconectado al SEN).</p> <p>Para la implementación de este requisito, el Centro de Carga debe coordinarse con el CENACE y el Distribuidor.</p>	<p>Sí, se requiere en todos los Puntos de conexión, incluido el Punto de conexión de los Centros de Carga que, según el Manual aplicable a la interconexión de Centrales Eléctricas y la conexión de Centros de Carga, se ubican en la categoría de Abasto Aislado interconectado al SEN</p> <p>Para la implementación de este requisito, el Centro de Carga debe coordinarse con el CENACE y el Distribuidor.</p>
Medio de comunicación para la adquisición de los datos de medición para liquidaciones	<p>Sí, se requiere sólo en Centros de Carga que, según el Manual aplicable a la interconexión de Centrales Eléctricas y la conexión de Centros de Carga, se ubiquen en la categoría Abasto Aislado conectado al SEN (sin perjuicio de lo anterior, también se deberá cumplir con lo requerido para Central Eléctrica en Abasto Aislado interconectado al SEN).</p> <p>Para la implementación de este requisito, el Centro de Carga debe coordinarse con el Distribuidor.</p>	<p>Sí, se requiere en todos los Puntos de conexión, incluido el Punto de conexión de los Centros de Carga que, según el Manual aplicable a la interconexión de Centrales Eléctricas y la conexión de Centros de Carga, se ubican en la categoría de Abasto Aislado interconectado al SEN.</p> <p>El medio de comunicación debe ser acorde con la alternativa del anexo 7 elegida para el Centro de Carga.</p> <p>Para la implementación de este requisito, el Centro de Carga debe coordinarse con el Distribuidor.</p>
Equipo para sincronía de tiempo	<p>Sí, se requiere sólo en los Centros de Carga que, según el Manual aplicable a la interconexión de Centrales Eléctricas y la conexión de Centros de Carga, se ubiquen en la categoría Abasto Aislado conectado al SEN (sin perjuicio de lo anterior, también se deberá cumplir con lo requerido para Central Eléctrica en Abasto Aislado interconectado al SEN).</p> <p>Para la implementación de este requisito, el Centro de Carga debe coordinarse con el Distribuidor.</p>	<p>Sí, se requiere en todos los Puntos de conexión, incluidos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - el Punto de conexión de los Centros de Carga que, según el Manual aplicable a la interconexión de Centrales Eléctricas y la conexión de Centros de Carga, se ubican en la categoría de Abasto Aislado interconectado al SEN <p>El equipo debe cumplir con lo señalado en la norma oficial mexicana aplicable.</p> <p>Para la implementación de este requisito, el Centro de Carga debe coordinarse con el Distribuidor.</p>

2.8 Calidad de la Potencia- Contaminación Armónica

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
$20 = I_{CC}/I_L < 50$	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
$100 = I_{CC}/I_L < 1000$	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
$20 = I_{CC}/I_L < 50$	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
$I_{CC}/I_L \geq 1000$	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

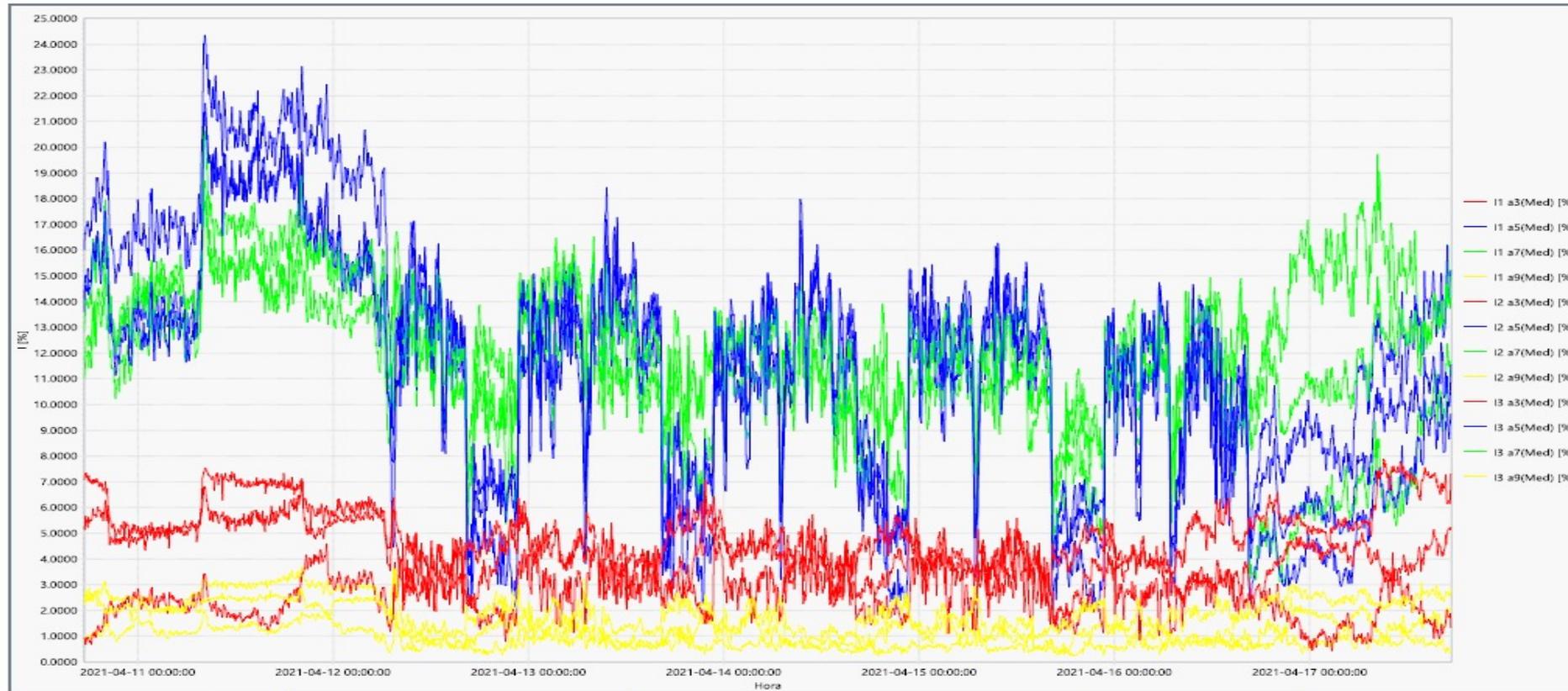
Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{CC}/I_L)	Límites para componentes armónicas de orden (h) impar en porcentaje de I_L (%)					Distorsión Armónica Total de Demanda (%DATD)
	$2 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	
$I_{CC}/I_L < 25$	1.0	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
$25 = I_{CC}/I_L < 50$	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

Requerimientos para cumplimiento de Código de Red

- ✓ Estudio de Medición de Factor de Potencia
- ✓ Proyecto de Mejora del Factor de Potencia de acuerdo a necesidades específicas de cada servicio

2.8 Calidad de la Potencia- Contaminación Armónica



LÍMITE MÁXIMO (%)	ARMÓNICO	MEDIDO (%)	EVALUACIÓN
12	A3	3.912	Cumple
	A5	11.508	Cumple
	A7	11.880	Cumple
	A9	1.414	Cumple

2.8 Calidad de la Potencia- Fluctuaciones de tensión (Flickers)

- e. Fluctuaciones de tensión (parpadeo 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

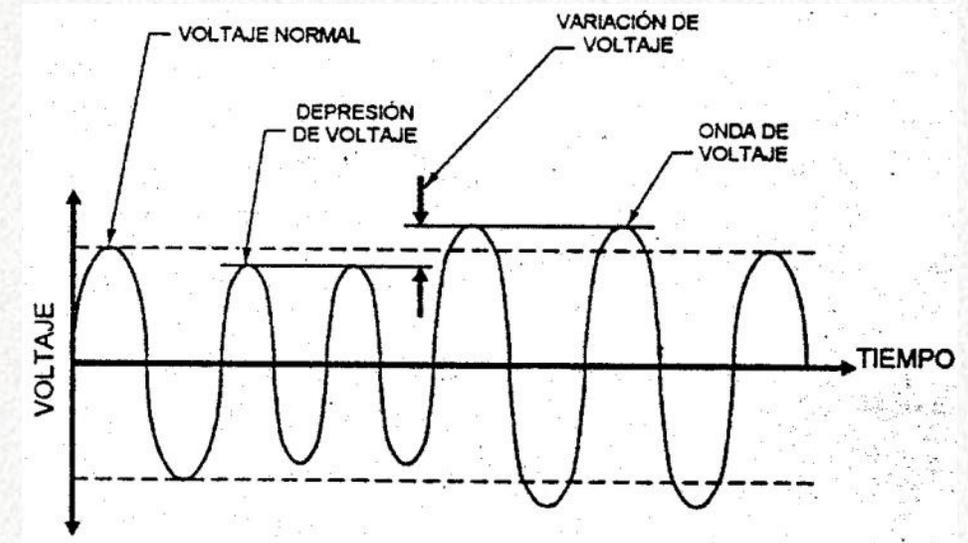
Tabla 3.8.D. Límites de fluctuaciones de tensión.

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

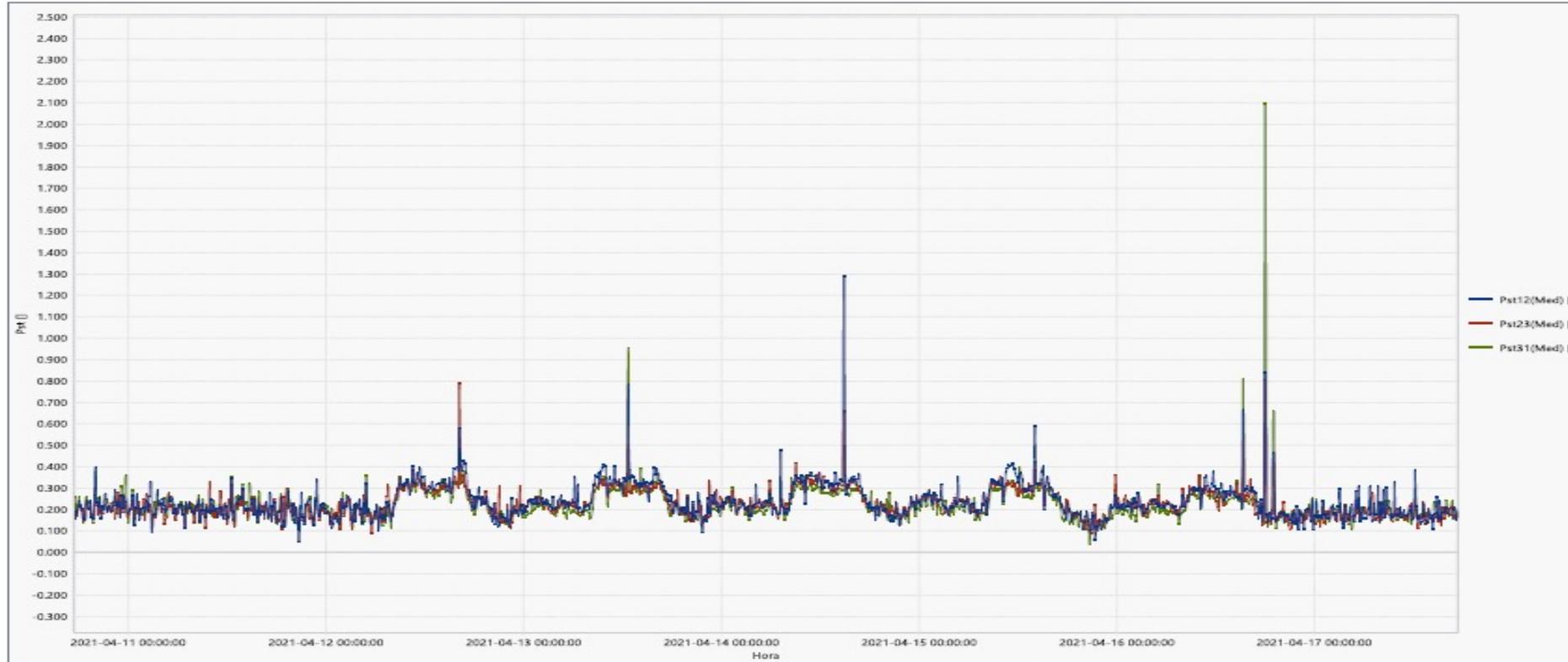
Nota 2. Descripción de indicadores:

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.



2.8 Calidad de la Potencia- Fluctuaciones de tensión (Flickers)



FLICKER DE PERIODO CORTO(PST)				
F1	Pst1(Min)	Pst1(Med)	Pst1(ProAct)	Pst1(Max)
	0.051	0.238	0.238	1.290
F2	Pst2(Min)	Pst2(Med)	Pst2(ProAct)	Pst2(Max)
	0.089	0.228	0.228	0.806
F3	Pst3(Min)	Pst3(Med)	Pst3(ProAct)	Pst3(Max)
	0.0360	0.223	0.223	2.096

2.8 Calidad de la Potencia- Desbalance (Tensión y Corriente)

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.

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.

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

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:

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

$$V_{Prom} = \frac{V_{AB} + V_{BC} + V_{CA}}{3}$$

Donde:

V_{AB} , V_{BC} y V_{CA} : es el valor eficaz de la tensión entre fases

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.

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 (I_2) y la magnitud de la componente de corriente de secuencia positiva (I_1) expresada en porcentaje de acuerdo con la siguiente formulación.

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

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:

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

$$I_{Prom} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3}$$

Donde:

I_A , I_B e I_C : es el valor eficaz de la corriente de cada fase

2.8 Calidad de la Potencia- Desbalance (Tensión y Corriente)



Desequilibrio de corriente			
i-(Min) [%]	i-(Med) [%]	i-(ProAct) [%]	i-(Max) [%]
1.390	8.898	8.898	22.380

Requerimientos para cumplimiento de Código de Red

- ✓ Se requieren mediciones para evaluar los parámetros “operativos” del servicio **con medidor clase “A”**.
- ✓ Elaboración del Reporte de Calidad de la Energía que determine las condiciones de operación actual y defina que esta dentro y fuera del Código de Red
- ✓ Desarrollo del proyecto para la implementación de equipos para estar dentro de los parámetros.

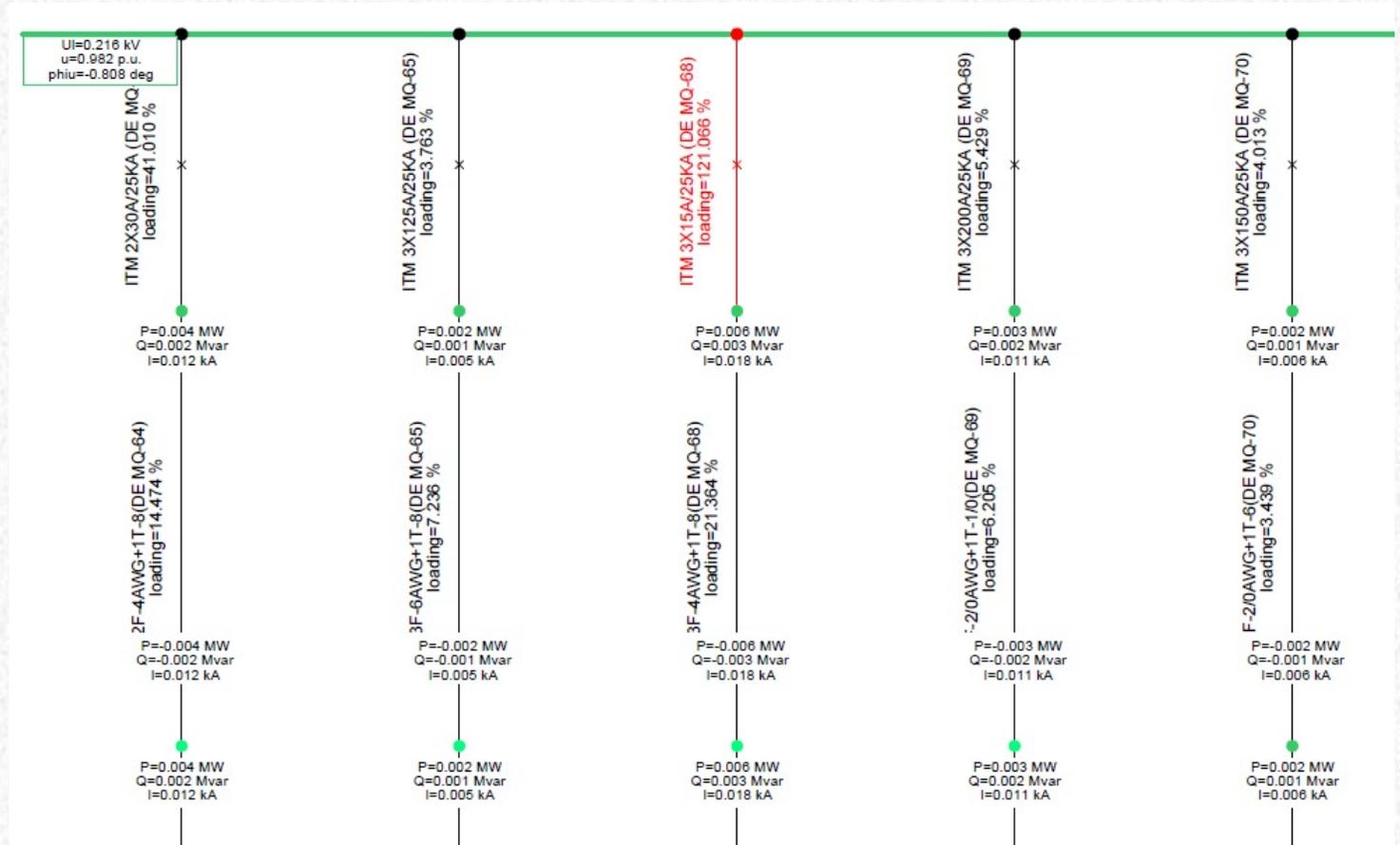
2.9 Modelos de Simulación:

A petición del CENACE, el Centro de Carga proporcionará modelos de simulación que cumplan con la normatividad vigente.

Requerimientos para cumplimiento de Código de Red

Hacer los estudios donde se desarrollan los diferentes modelos de simulación. Que en un momento dado podrá solicitar el CENACE.

- ✓ Modelo de Simulación- Flujos de Carga
- ✓ Modelo de Simulación- Corto Circuito
 - Trifásico
 - Monofásico



Comparativo RES/151/2016 vs RES/550/2021:

MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL			
RESOLUCIÓN	RES/151/2016	RES/550/2021	Observaciones
PUBLICACIÓN	08 de Abril de 2016	31 de Diciembre de 2021	
2.1 Tensión	Tensión Máxima (Permanente): Acorde a la Clase de Aislamiento	Tensión Máxima (Permanente) : 105 %	
	Tensión Mínima: (Permanente) 95 %	Tensión Mínima(Permanente) : 95 %	
	Tensión Máxima (20 Minutos): 110 %	Tensión Máxima (20 Minutos): 110 %	
	Tensión Mínima (20 Minutos): 90 %	Tensión Mínima (20 Minutos): 90 %	
2.2 Frecuencia	Frecuencia Máxima (Permanente): 61 Hz.	Frecuencia Máxima (Permanente): 61 Hz.	La conexión o desconexión de Carga no podrá ocasionar variaciones a las RNT ni RGD.
	Frecuencia Mínima (Permanente): 59 Hz.	Frecuencia Mínima (Permanente): 59 Hz.	
	Frecuencia Máxima (30 Minutos): 62.5 Hz.	Frecuencia Máxima (30 Minutos): 62.5 Hz.	
	Frecuencia Mínima (30 Minutos): 58 Hz.	Frecuencia Mínima (30 Minutos): 58 Hz.	
2.3 Corto Circuito	Referente a las publicaciones de las Corrientes de Corto Circuito por CENACE y por DISTRIBUIDOR anualmente a todos los Usuarios del SEN.	Referente a las publicaciones de las Corrientes de Corto Circuito por CENACE y por DISTRIBUIDOR anualmente a todos los Usuarios del SEN.	
	N/A	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	

Comparativo RES/151/2016 vs RES/550/2021:

MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL			
RESOLUCIÓN	RES/151/2016	RES/550/2021	Observaciones
PUBLICACIÓN	08 de Abril de 2016	31 de Diciembre de 2021	
2.4	Factor de Potencia	0.95≤F.P.<1 El 95% del Tiempo (Para Centros de Carga en Alta Tensión) 10 Años a partir de la Publicación de la Resolución RES/151/2016. APLICA SOLO PARA CENTROS DE CARGA EN AT.	Se cuenta con un periodo transitorio NO MAYOR A DOS AÑOS para asegurar el cumplimiento de estos puntos a partir de la publicación de la resolución RES/550/2021
		0.97≤F.P.<1 El 97% del Tiempo. 10 Años (Para Centros de Carga en Alta Tensión). Permanente despues de 10 Años a partir de la Publicación de la Resolución RES/151/2016. APLICA SOLO PARA CENTROS DE CARGA EN AT.	
2.5	Protecciones	Los esquemas de Protección deberán realizarse bajo ciertas Normas, mientras la CRE no cuente con una especificación Tecnica aprobada. CFE G0000-81, NRF-041-CFE-2013, CFE V6700-62, CFE G0000-62 y CFE-G0100-20	Estas nuevas disposiciones Técnicas ya son aprobadas por la CRE.
2.6	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.	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.
2.7	Intercambio de Inf.	Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista (VIGENTE: 04 de Diciembre de 2017)	Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. (VIGENTE: 04 de Diciembre de 2017)

Comparativo RES/151/2016 vs RES/550/2021:

MANUAL REGULATIVO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL			
RESOLUCIÓN	RES/151/2016	RES/550/2021	Observaciones
PUBLICACIÓN	08 de Abril de 2016	31 de Diciembre de 2021	
2.8.D.III Distorción Armónica Total de Demanda	La Distorción 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. Especificación CFE L0000-45 "Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica" (IEEE-519) APLICA SOLO PARA CENTROS DE CARGA EN AT.	La Distorción 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. Especificación CFE L0000-45 "Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica" (IEEE-519) APLICA PARA CENTROS DE CARGA EN MT Y AT \geq 1MW.	
2.8.E Fluctuaciones de Tensión (Parpadeo o Flicker)	Indicador de Variación de Tensión de Corto Plazo (Pst) ≤ 1 Indicador de Variación de Tensión de Largo Plazo (Plt) ≤ 0.65 . APLICA SOLO PARA CENTROS DE CARGA EN AT.	Indicador de Variación de Tensión de Corto Plazo (Pst) ≤ 1 Indicador de Variación de Tensión de Largo Plazo (Plt) ≤ 0.8 APLICA PARA CENTROS DE CARGA EN MT Y AT \geq 1MW.	
2.8.F Desbalance	Desbalance Máximo Permitido de Acuerdo a Tensión de operación y a Impedancia Relativa (ICC/IL). Especificación CFE L0000-45 "Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica" (IEEE-519)	Desbalance Máximo Permitido de Tensión: 2% Desbalance Máximo Permitido de Corriente: 15 %	

Descripción del Proceso de Evaluación



Con los resultados de los estudios de acuerdo con los hallazgos, se elaborara la relación de servicios, materiales y equipos requeridos para el cumplimiento del Código de Red.

Derivado de que el código de red vigila la operación, surge la necesidad de controlar y prevenir, así como el respaldo legal ante eventualidades.

Dictamen de Nivel de Cumplimiento

Es un documento en el cual se describe todo el proceso realizado para Dictaminar el Grado de cumplimiento del Centro de Carga. Se hace un análisis de todos los resultados y se emite el veredicto final de acuerdo a los levantamientos y estudios realizados:

Requerimientos específicos	Media Tensión (>1KV, ≤35KV)	Determinación de CUMPLIMIENTO	
		Fase "ESTUDIOS"	Fase "INSTALACIONES"
1. Tensión (numeral 3.1):			
a. Variaciones de tensión de manera permanente (Tabla 3.1.1.A),	SI APLICA	SI CUMPLE	SI CUMPLE
b. Variaciones de tensión de manera temporal (Tabla 3.1.1.B),	SI APLICA	SI CUMPLE	SI CUMPLE
c. Condiciones transitorias de variación de tensión (Figura 3.1.1.A).	SI APLICA	SI CUMPLE	SI CUMPLE
2. Frecuencia (numeral 3.2):			
a. Variaciones de frecuencia de manera permanente y temporal (Tabla 3.2.1.A),	SI APLICA	SI CUMPLE	SI CUMPLE
b. Variaciones de frecuencia ante la conexión o desconexión de carga.	SI APLICA	SI CUMPLE	SI CUMPLE
3. Corto circuito (numeral 3.3):	SI APLICA	SI CUMPLE	NO CUMPLE
4. Factor de potencia (numeral 3.4):	NO APLICA		
5. Protecciones (numeral 3.5):	SI APLICA	SI CUMPLE	NO CUMPLE
6. Control (numeral 3.6):	SI APLICA	SI CUMPLE	SI CUMPLE
7. Intercambio de información (numeral 3.7):	SI APLICA	SI CUMPLE	SI CUMPLE
8. Calidad de la energía (numeral 3.8):			
a. Distorsión armónica en corriente (Tabla 3.8.A, Tabla 3.8.B y Tabla 3.8.C),	NO APLICA		
b. Fluctuación de tensión (flicker) (Tabla 3.8.D),	NO APLICA		
c. Desbalance de corriente (Tabla 3.8.E).	SI APLICA	SI CUMPLE	NO CUMPLE



Reporte de Instalaciones Eléctricas

Es un documento netamente técnico en el cual se hace una descripción minuciosa de los elementos que conforman al sistema eléctrico de cada Centro de Carga. Su objetivo es tener toda la información técnica de la instalación para generar los diagramas unifilares (Son la base para realizar los estudios requeridos para la evaluación del código)

Ejemplo para la toma de datos de los equipos eléctricos que conforman la instalación

- **Subestación eléctrica hipercompacta tipo exterior de 3 secciones tipo NEMA 3R, marca SCHNEIDER ELECTRIC tipo SM6, clase de aislamiento 15KV, 400A, 3F, 3H, 60Hz, distribución eléctrica en 13.8KV:**
 - **Sección 1:** Acometida en 13.8KV, 3F, 3H, 60Hz, con cable energía XLP nivel de aislante al 100%, calibre 1/0AWG de aluminio, llegada a transformadores integrados de medición TIM`S y de TIM`S a bus de barra de la subestación.
 - **Sección 2:** Cuchillas desconectores de operación tripolar 400A, aislamiento en vacío.
 - **Sección 3:** Interruptor de potencia tripolar en vacío, operación con carga marca SCHNEIDER ELECTRIC, clase 15KV, 400A, 3F, 3H, 60Hz con fusibles de 100A-63KA a reguladores de tensión de subestación eléctrica derivada No.1 y subestación eléctrica compacta de ampliación tipo exterior No.2 siendo una transición subterránea a subestaciones con cable energía XLP calibre 1/0 AWG de aluminio.



Reporte de Revisión de NOM-001-SEDE-2012

En el capítulo 4 de las Disposiciones Generales de Conexión de Centros de Carga (Disposiciones de Conexión) se establecen los requerimientos técnicos generales que deben de cumplir los Centros de Carga, los cuales se definen a mayor detalle en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga (Manual de Conexión).

Revisión de Proyecto: se lleva a cabo la revisión del Diagrama Unifilar actual, para determinar el cumplimiento de la NOM acorde a los requerimientos del Código de Red, se elabora una lista maestra donde se indican todos los hallazgos encontrados que no cumplen con la NOM por los que no se puede dar el cumplimiento de los requerimientos del Código de Red. Principales puntos que se revisan del DU:

- a. Configuración del Sistema Eléctrico
- b. Protecciones
- c. Cables de alimentadores y derivaciones.
- d. Equipos y cargas
- e. Puesta a tierra
- f. Canalizaciones
- g. Elaboración del Diagrama Unifilar para que sea una fuente confiable de información.



Reporte de Revisión de NOM-001-SEDE-2012

En el capítulo 4 de las Disposiciones Generales de Conexión de Centros de Carga (Disposiciones de Conexión) se establecen los requerimientos técnicos generales que deben de cumplir los Centros de Carga, los cuales se definen a mayor detalle en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga (Manual de Conexión).

Revisión de Obra: Se lleva a cabo la revisión en campo de la Instalaciones Eléctricas principalmente del punto de conexión acometida, subestaciones y elementos principales, para determinar el cumplimiento de la NOM acorde a los requerimientos del Código de Red, se elabora una lista maestra donde se indican todos los hallazgos encontrados que no cumplen con la NOM por los que no se puede dar el cumplimiento de los requerimientos del Código de Red. Principales puntos que se revisan en campo:

- a. Correspondencia del DU con la instalación.
- b. Acometida
- c. Protecciones
- d. Subestaciones
- e. Transformadores
- f. Sistema de tierras y puesta a tierra
- g. Equipos principales
- h. Métodos de instalaciones
- i. Confirmar la certificación de los equipos instalados
- j. Algunos puntos aleatoriamente.



Reporte de Medición

Describe el proceso realizado y la evaluación de los requerimientos técnicos en cuanto a Calidad de la Potencia y Factor de Potencia mencionados en el manual de requerimientos técnicos

Requerimientos específicos	Media Tension (>1KV, ≤35KV)	Evaluación	Criterio
1. Tensión (numeral 3.1):			
a. Variaciones de tensión de manera permanente (Tabla 3.1.1.A),	SI APLICA	Cumple	Sin eventos
b. Variaciones de tensión de manera temporal (Tabla 3.1.1.B),	SI APLICA	Cumple	Sin eventos
c. Condiciones transitorias de variación de tensión (Figura 3.1.1.A).	SI APLICA	Cumple	Sin eventos
2. Frecuencia (numeral 3.2):			
a. Variaciones de frecuencia de manera permanente y temporal (Tabla 3.2.1.A),	SI APLICA	Cumple	Sin eventos
b. Variaciones de frecuencia ante la conexión o desconexión de carga.	SI APLICA	Cumple	Sin eventos
3. Corto circuito (numeral 3.3):	SI APLICA		
4. Factor de potencia (numeral 3.4):	NO APLICA		Requerido=0.95 Tiempo=95% Medido prom.=0.936% Tiempo=59.23%
5. Protecciones (numeral 3.5):	SI APLICA	En estudios	Sin información
6. Control (numeral 3.6):	SI APLICA	En dictamen	Sin información
7. Intercambio de información (numeral 3.7):	SI APLICA	En estudios	Sin información
8. Calidad de la energía (numeral 3.8):			
a. Distorsión armónica en corriente (Tabla 3.8.A, Tabla 3.8.B y Tabla 3.8.C),	NO APLICA		Dato en reporte solo de referencia
b. Fluctuación de tensión (flicker) (Tabla 3.8.D),	NO APLICA		Dato en reporte solo de referencia
c. Desbalance de corriente (Tabla 3.8.E).	SI APLICA	NO Cumple	Medido=8.898% Limite=7.5%

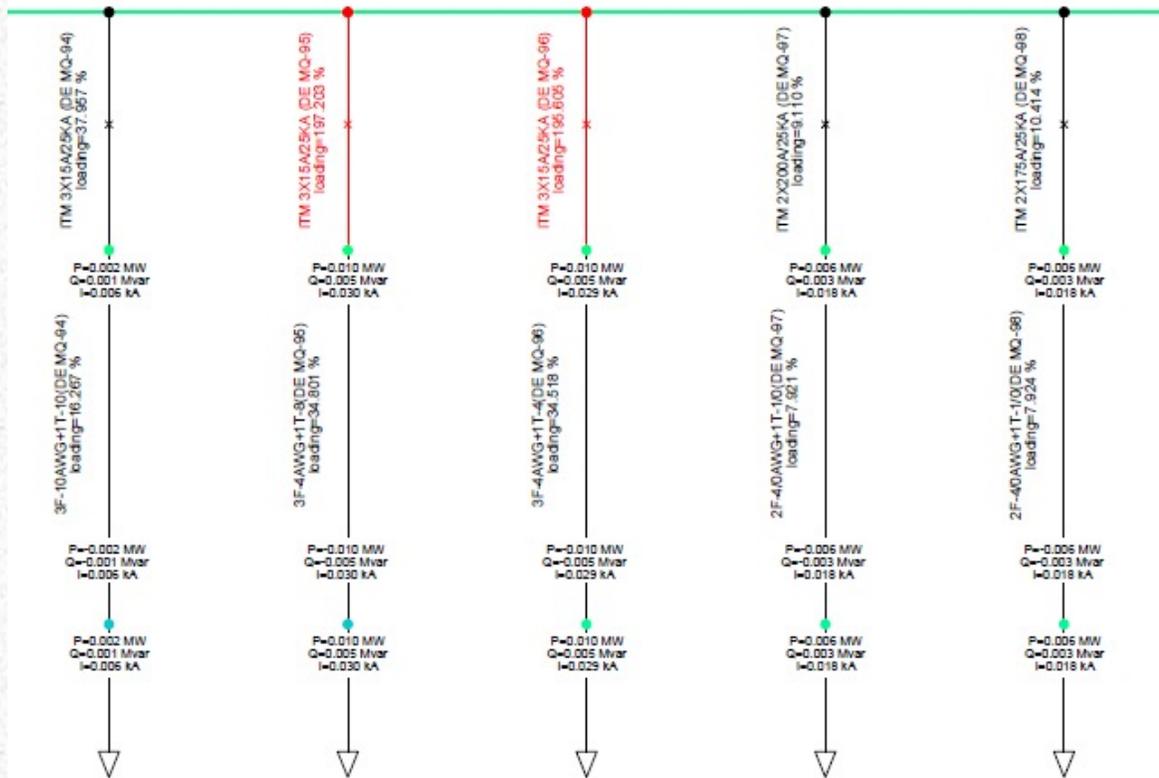


Reporte de Estudios

Describe el contenido y el requerimiento de los estudios solicitados para el cumplimiento del Código de Red; así como los hallazgos encontrados durante los estudios de Flujo de Carga, Corto Circuito (Monofásico y Trifásico) y Coordinación de Protecciones.

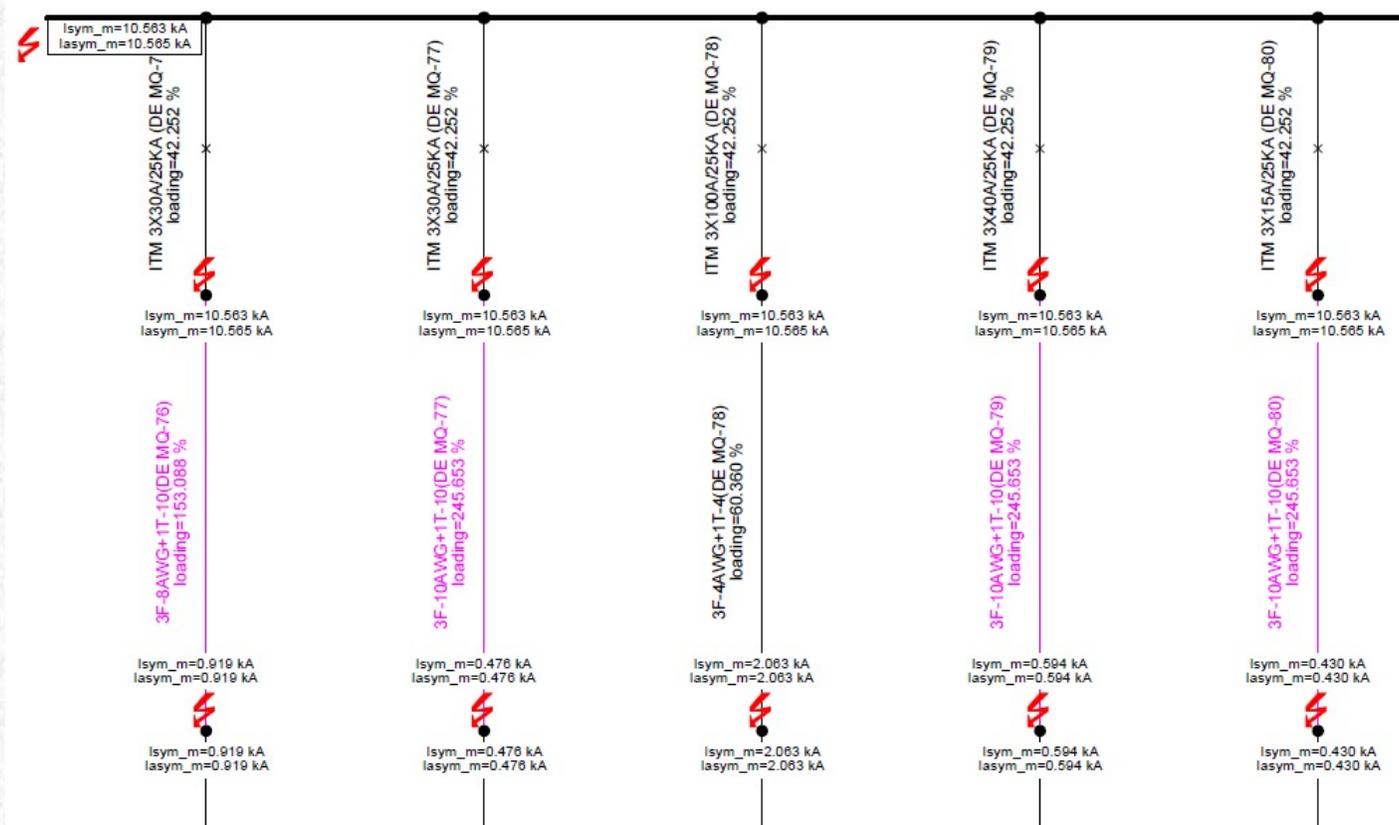
Estudio de Flujo de Carga

Sirve para determinar el nivel de sobrecarga que pueden tener los elementos de una instalación eléctrica. Hace la evaluación basada en los requerimientos normativos vigentes y los requerimientos del Código de Red



Estudio de Corto Circuito

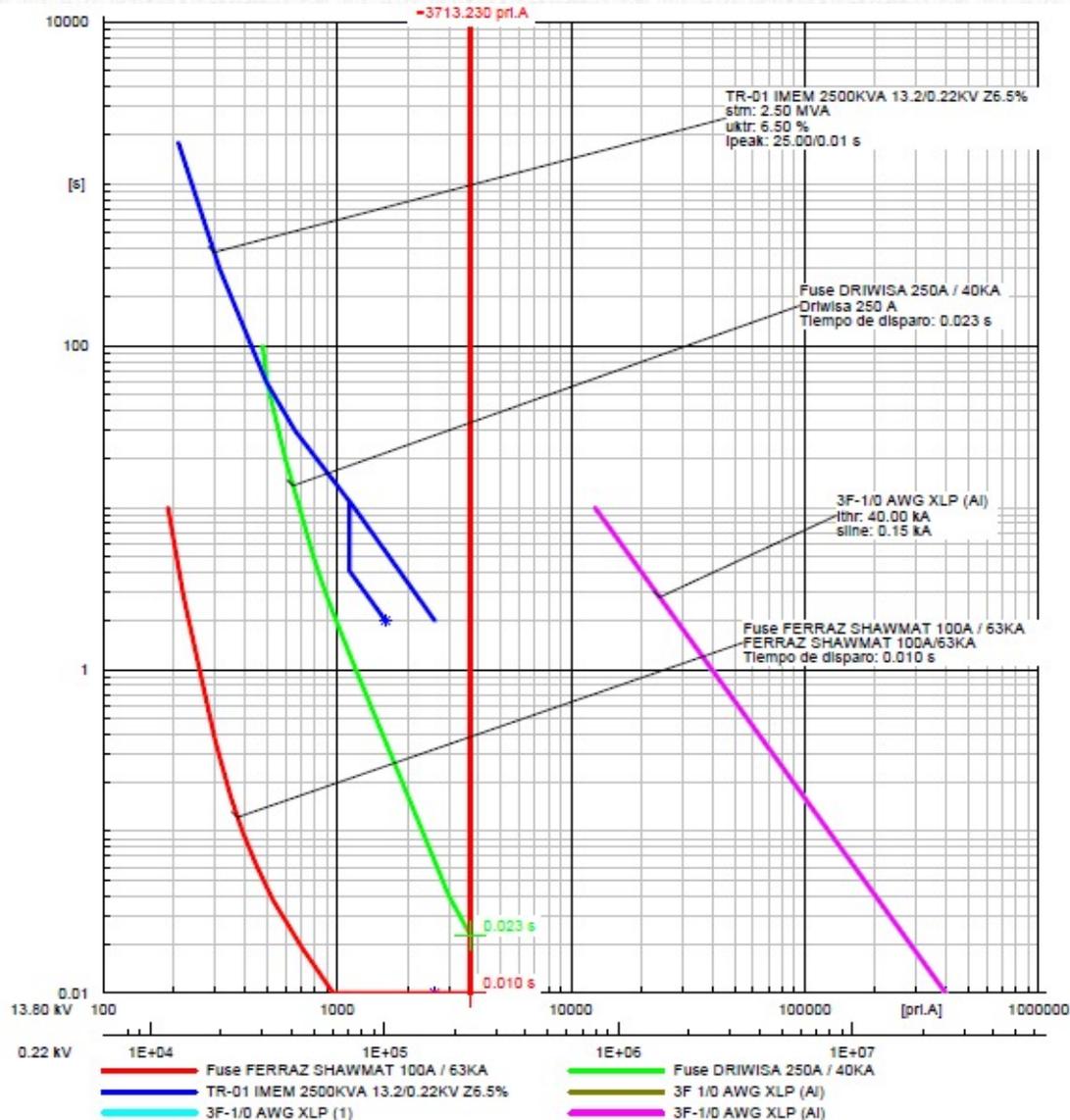
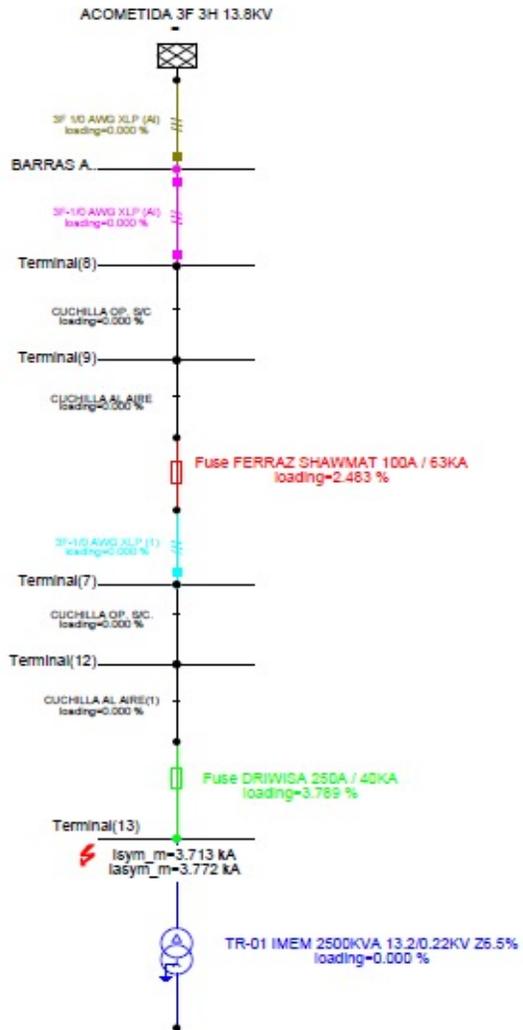
Determina si las protecciones y los conductores eléctricos utilizados en las instalaciones en eléctricas cumplen con el mínimo requerido de acuerdo a la corriente de falla presente en el punto de conexión



La evaluación se hace considerando el requerimiento específico 2.3 Corto Circuito del Manual de Requerimientos Técnicos y el cálculo considera el Art. 240-92 de la NOM-001-SEDE-2012. Estos estudios se deben presentar en un Software de Ingeniería

Estudio de Coordinación de Protecciones

Determina si las protecciones y los conductores eléctricos utilizados en las instalaciones en eléctricas cumplen con el mínimo requerido de acuerdo a la corriente de falla presente en el punto de conexión

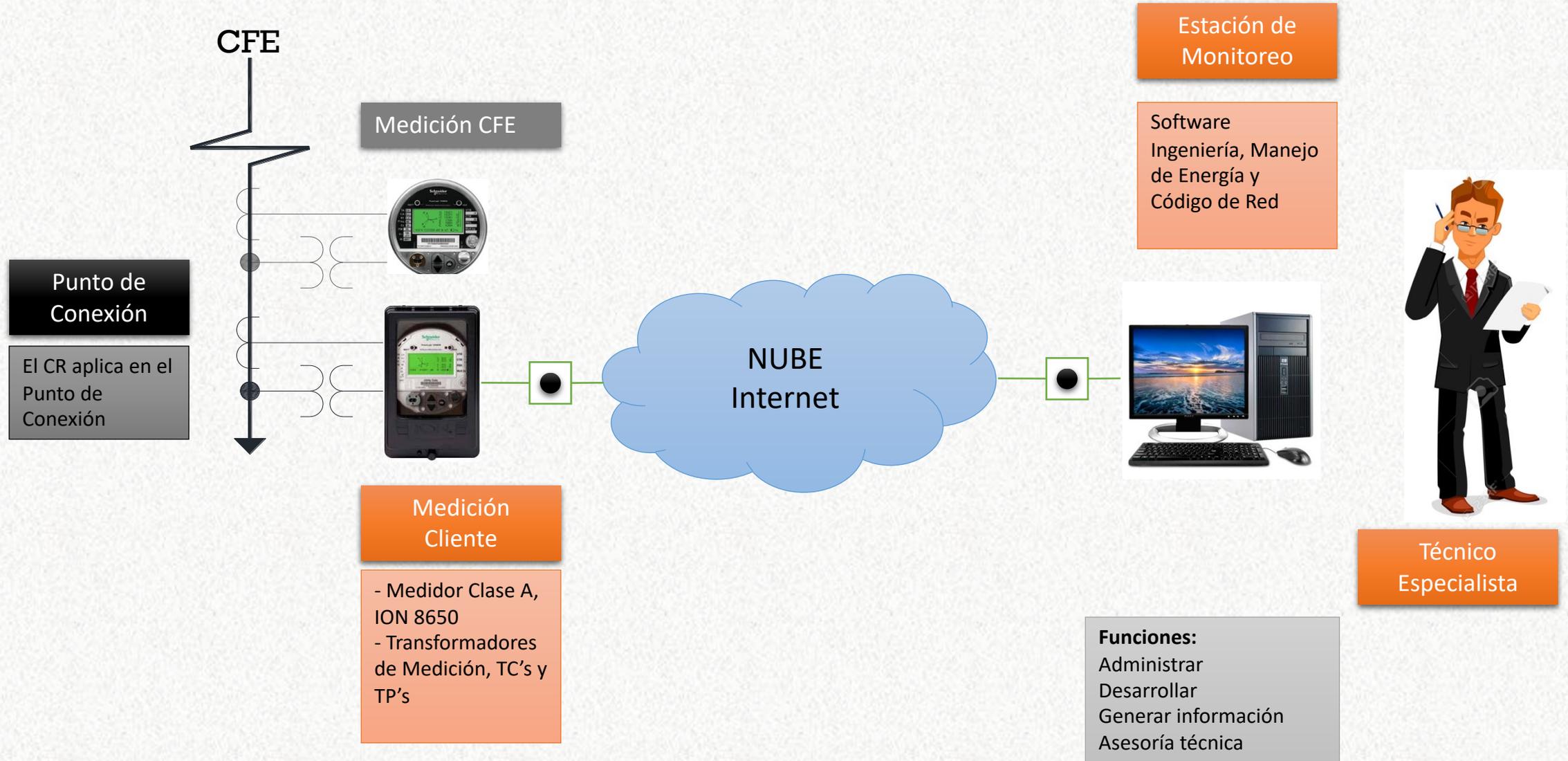


Reporte de Proyectos

El reporte de proyectos considera todos los NO CUMPLIMIENTOS obtenidos durante la inspección normativa tanto de obra como de proyecto, Reporte de Medición y Reporte de Estudios. El reporte esta sustentado en una lista en donde se desglosa el hallazgo detectado con su respectiva acción correctiva, así como también su clasificación (Críticos, Semi- Críticos y No Críticos).

Tabla GLOBAL de relación de hallazgos							NIVEL DE CRITICIDAD		
No. De Hallazgo	No. De Hallazgo en Lista	FUNDAMENTO	CRITERIO CR		EVALUACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL HALLAZGO	ACCIÓN CORRECTIVA	CRITICIDAD	TIPO
1	1	Reporte de Verificación de NOM	3.5	Protecciones	NO CUMPLE	En la acometida se tienen dos interruptores principales de la planta, cada uno alimenta una sección o área independiente, por lo que no se tiene una protección principal de toda la planta que en un momento dado haga una desconexión de manera general.	De acuerdo a la configuración se puede tomar como principal el interruptor actual con protección compartida para ambas áreas ó se podría instalar una sección adicional que permita hacer la distribución para cada área dejando como principal el que recibe la acometida.	CR	FALTA PROTECCION N1 O N2
2	2	Reporte de Verificación de NOM	3.3/ 3.5	Corto Circuito/ Protecciones	NO CUMPLE	La subestación no cuenta con la barra de tierras perimetral.	Se debe instalar una barra perimetral dentro de la subestación que puede ser un cable desnudo interconectado con barras de cobre y en las cuales se pueda hacer la puesta a tierra de equipos.	CR	SIN PT N1
3	3	Reporte de Verificación de NOM	3.3/ 3.5	Corto Circuito/ Protecciones	NO CUMPLE	El transformador de 1500KVA no cuenta con una de las conexiones a tierra de gabinete	Se debe instalar la puesta a tierra faltante del gabinete del transformador, no debe ser menor a cal. 1/0 AWG de cable de cobre desnudo.	CR	SIN PT N1
4	4	Reporte de Verificación de NOM	3.3/ 3.5	Corto Circuito/ Protecciones	NO CUMPLE	La subestación no cuenta con la barra de tierras perimetral.	Se debe instalar una barra perimetral dentro de la subestación que puede ser un cable desnudo interconectado con barras de cobre y en las cuales se pueda hacer la puesta a tierra de equipos.	CR	SIN PT N1
5	5	Reporte de Verificación de NOM	3.3/ 3.5	Corto Circuito/ Protecciones	NO CUMPLE	El transformador de 1000KVA no cuenta con una de las conexiones a tierra de gabinete	Se debe instalar la puesta a tierra faltante del gabinete del transformador, no debe ser menor a cal. 1/0 AWG de cable de cobre desnudo.	CR	SIN PT N1
6	6	Reporte de Verificación de NOM	3.3/ 3.5	Corto Circuito/ Protecciones	NO CUMPLE	El transformador de 750KVA no cuenta con una de las conexiones a tierra de gabinete	Se debe instalar la puesta a tierra faltante del gabinete del transformador, no debe ser menor a cal. 1/0 AWG de cable de cobre desnudo.	CR	SIN PT N1
7	7	Reporte de Verificación de NOM	3.5	Protecciones	NO CUMPLE	El interruptor principal del tablero general de distribución es mayor a 1000A y no cuenta con la protección de falla a tierra.	Se debe instalar la protección de falla a tierra en el interruptor principal.	CR	FALTA PFT

Sistema de Monitoreo



SECCIÓN DE PREGUNTAS

“El éxito es la suma de pequeños esfuerzos repetidos cada día”...

GRACIAS

