

ERF- B000160136

Cofemer Cofemer

**De:** David Xiuollin Martinez Aceves <davidxiuollin.martineza@cemex.com>  
**Enviado el:** lunes, 18 de enero de 2016 06:38 p. m.  
**Para:** Cofemer Cofemer  
**Asunto:** Comentarios a: Requerimientos de Conexión de Centros de Carga.  
**Datos adjuntos:** Requerimientos Conexión Centro de Carga\_Rev .docx

Se adjuntan comentarios,



**David Xiuollin Martínez Aceves**  
Energía - Análisis y Operaciones  
Oficina: +52(81)83283607 CEMEX Net: 805203607  
e-Mail: davidxiuollin.martineza@cemex.com  
[www.cemex.com](http://www.cemex.com)



Considera el medio ambiente antes de imprimir este correo.

This email message and any attachments are for the sole use of the intended recipient(s) and contain confidential and/or privileged information. Any unauthorized review, use, disclosure or distribution is prohibited. If you are not the intended recipient, please contact the sender by reply email and destroy all copies of the original message and any attachments. Thank you. "La información de este correo así como la contenida en los documentos que se adjuntan, puede ser objeto de solicitudes de acceso a la información"



**REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA  
CONEXIÓN DE CENTROS DE CARGA**

---

## Contenido

Objetivo .....	3
1. Campo de aplicación .....	3
2. Criterios de Conexión .....	3
3. Requerimientos .....	<del>43</del>
3.1. Tensión .....	<del>43</del>
3.1.1. Cargas convencionales y especiales .....	<del>43</del>
3.2. Frecuencia .....	6
3.2.1. Cargas convencionales y especiales .....	6
3.3. Corto Circuito .....	<del>76</del>
3.3.1. Cargas convencionales y especiales .....	<del>76</del>
3.4. Potencia Reactiva .....	<del>87</del>
3.4.1. Cargas convencionales y especiales .....	<del>87</del>
3.5. Protecciones .....	<del>87</del>
3.5.1. Cargas convencionales y especiales .....	<del>87</del>
3.6. Control .....	<del>109</del>
3.6.1. Cargas convencionales y especiales .....	<del>109</del>
3.7. Intercambio de información .....	<del>109</del>
3.7.1. Cargas convencionales y especiales .....	<del>109</del>
3.8. Desconexión y Conexión de Centros de Carga .....	<del>1140</del>
3.8.1. Cargas convencionales y especiales .....	<del>1140</del>
3.9. Calidad de la energía .....	<del>1241</del>
3.10. Modelos de simulación .....	<del>1645</del>
3.11. Arreglos de Subestación .....	<del>2423</del>
3.11.1. Para punto de Conexión en Alta Tensión .....	<del>2423</del>
4. Monitoreo de la Conformidad .....	<del>2524</del>
5. Anexos .....	<del>2524</del>
5.1. Anexo I. Diagramas de arreglo de subestaciones .....	<del>2524</del>

---

## Objetivo

Establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir los Centros de Carga que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para garantizar la Confiabilidad, Continuidad, Calidad y sustentabilidad del SEN y del suministro eléctrico, tomando en cuenta los efectos que representa la conexión de los Centros de Carga al SEN.

### 1. Campo de aplicación

Los criterios establecidos en el presente Manual serán de observancia obligatoria para todos los Centros de Carga conectados en Media y Alta tensión y en los puntos de transición entre Media y Alta tensión, de conformidad con las definiciones establecidas en el Reglamento de la LIE.

Los Centros de Carga que se encontraban conectados en Media y Alta tensión antes de la entrada en vigor del Código de Red, que no cumplan con los criterios del presente Manual, contarán con un **plazo máximo de 2 años para el cumplimiento**. No obstante, se establece la obligación de presentar ante la CRE un Plan de Trabajo detallando las acciones que serán implementadas para asegurar el cumplimiento de aquellos Criterios sobre los cuales se haya detectado el incumplimiento.

### 2. Criterios de Conexión

Como se menciona en el Campo de Aplicación del presente documento, se pretende regular las responsabilidades de los Centros de Carga conectados al SEN, que paulatinamente se estarán convirtiendo en Usuarios Calificados, que normalmente serán cargas industriales o grandes complejos comerciales, el resto de las cargas estarán controladas por el Distribuidor, al comprometer las características de la energía eléctrica en el punto de transición entre Alta y Media Tensión de acuerdo a lo descrito en el presente documento.

**Comentado [d1]:** Los temas relacionados con la calidad de energía pueden requerir más tiempo ya que es la primera vez que se regulan, por lo que se propone un plazo de 5 años para cumplirlos.

### 3. Requerimientos

#### 3.1. Tensión

##### 3.1.1. Cargas convencionales y especiales

- a. Los Centros de Carga deben soportar variaciones de tensión de manera permanente y seguir conectados de acuerdo a los valores de la Tabla 4.1.1

Tensión nominal kV	Tensión máxima kV	Tensión mínima kV
400.0	420.0	380.0
230.0	241.5	218.5
161.0	169.0	153.0
138.0	144.9	131.1
115.0	120.8	109.3
85.0	89.3	80.8
69.0	72.5	65.6
34.5	36.2	32.1
23.0	24.2	21.4
13.8	14.5	12.8

Tabla 4.1.1.A. Valores de tensión máxima y mínima que deben soportar los Centros de Carga de manera permanente.

Nota 1. Se toma como valor máximo de tensión, el valor que soporta el aislamiento del equipo.

Nota 2. Se toma como tensión mínima 0.95 p.u. de la tensión nominal.

- b. Los Centros de Carga deberán soportar las variaciones de tensión de manera temporal hasta por 20 minutos y seguir conectados de acuerdo a los valores de la Tabla 4.1.1.B.

Tensión Nominal [kV]	Tensión Máxima [kV]	Tensión Mínimo [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	38.0	31.1
23.0	25.3	20.7
13.8	15.2	12.4

Tabla 4.1.1.B. Valores de tensión máxima y mínima que deben soportar los Centros de Carga por lo menos 20 minutos.

Nota 1. Se toma como valor máximo de tensión temporal 1.1 p.u. del valor nominal de tensión.

Nota 2. Se toma como valor mínimo de tensión temporal 0.9 p.u. del valor nominal de tensión.

- c. Los equipos sensibles de los Centros de Carga deben permanecer conectados, ante condiciones transitorias de variación de tensión, siempre que se encuentren dentro de la "Región de funcionamiento sin interrupción" de acuerdo a Figura 4.1.1.A.

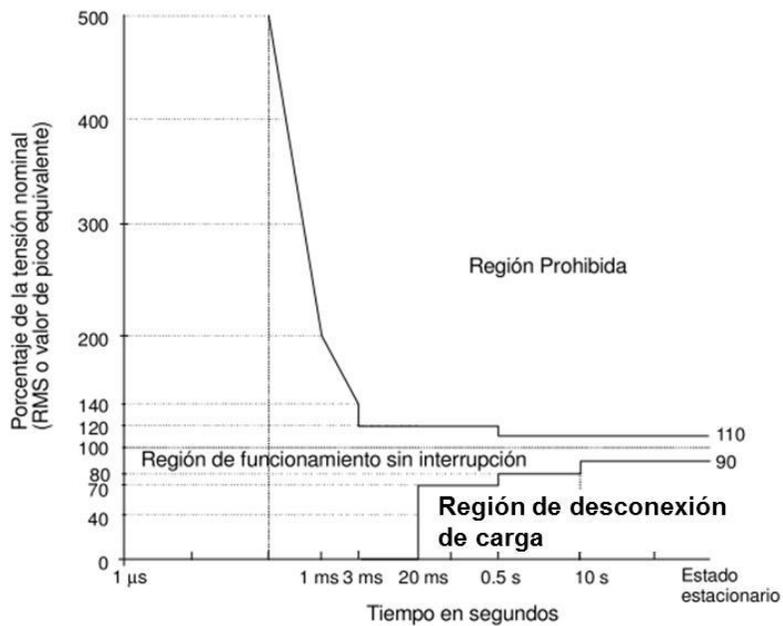


Figura 4.1.1.A. Curva ITIC

- d. Si las variaciones transitorias de la tensión se encuentran fuera de la Región de funcionamiento, los equipos sensibles de los Centros de Carga deben estar compensados con equipamiento acondicionador para incrementar el nivel de inmunidad ante estas variaciones.

### 3.2. Frecuencia

#### 3.2.1. Cargas convencionales y especiales

- a. Los Centros de Carga deben ser capaces de soportar variaciones de frecuencia y permanecer conectados, de acuerdo a lo establecido en la Tabla 4.2.1.A.

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

Tabla 4.2.1.A Valores de frecuencia máxima y mínima que debe soportar la carga.

- b. En ningún caso, la conexión o desconexión de carga, debe causar variación de frecuencia, mayor al  $\pm 0.1$  Hz, para el caso del SEN o sistemas aislados, por lo que se deberán considerar los refuerzos de red necesarios y/o el seccionamiento de su carga para evitar dicha variación.

### 3.3. Corto Circuito

#### 3.3.1. Cargas convencionales y especiales

- a. El CENACE debe calcular e informar a los nuevos 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, así como en los nuevos puntos de transición entre Alta y Media Tensión.
- b. El Distribuidor debe calcular e informar a los nuevos 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.
- c. Los niveles de corto circuito aquí mencionados, se deben de calcular tanto para dimensionar equipo eléctrico como para la coordinación de protecciones.
- d. La información referente al punto anterior se debe entregar a todo nuevo Centro de Carga que se conecte a la red del Transportista, a cada nuevo Punto de Transición entre Alta y Media Tensión y a todo nuevo Centro de Carga que se conecte a la red del Distribuidor en Media Tensión.
- e. El CENACE publicará de manera anual a más tardar en el mes de mayo, los valores de corto circuito en los puntos de conexión para la red de Alta Tensión, así como en los puntos de transición entre Alta y Media

---

Tensión, con un horizonte de 6 años en base al PRODESEN publicado por la Sener.

- f. El Distribuidor, publicará de manera anual a más tardar en el mes de mayo, los valores de corto circuito en los puntos de conexión para la red de Media Tensión, con un horizonte de 6 años en base al PRODESEN publicado por la Sener.
- g. Los Centros de Carga y los Distribuidores deben adecuar sus instalaciones para cumplir con los niveles de corto circuito publicados.

### 3.4. Potencia Reactiva

#### 3.4.1. Cargas convencionales y especiales

- a. El comportamiento de la potencia reactiva se medirá a través del factor de potencia.
- b. Las Cargas Convencionales y las Cargas Especiales deberán mantener un factor de potencia entre 0.95 en atraso y 1, medido como promedio mensual.

**Comentado [d2]:** Se propone un factor de potencia de 0.92 en atraso y 1, medido como promedio mensual.

### 3.5. Protecciones

#### 3.5.1. Cargas convencionales y especiales

- a. Los puntos de conexión de nuevos Centros de Carga en la RNT y en las RGD, deben contar con esquemas de protección que cumplan con los siguientes requerimientos:
  - i. En tanto no se cuente con Norma Oficial Mexicana o especificación técnica aprobada por la CRE, todos los sistemas de protección de los Centros de Carga en los puntos de conexión deben cumplir con las siguientes especificaciones técnicas:
    - A. De relevadores de protecciones (G0000-81)
    - B. De esquemas normalizados de protecciones para Líneas de transmisión en alta tensión (NRF-041)
    - C. De tableros PCyM (V6700-62)

- 
- D. De transformadores (G0000-62)
- ii. El Centro de Carga es responsable de implementar, coordinar y mantener sus sistemas de protección.
  - iii. El Transportista y/o Distribuidor debe probar los sistemas de protección para asegurar su adecuada coordinación de protecciones para liberar fallas atendiendo los siguientes criterios:
    - A. Detección de fallas internas y externas;
    - B. Operación ante bajos y altos voltajes;
    - C. Operación ante baja y alta frecuencia;
    - D. Operación ante sobrecarga de circuitos;
    - E. Operación ante sobrecarga de transformadores; y
    - F. Operación de protecciones de respaldo;
  - iv. Los Centros de Carga y los Puntos de Transición entre Alta y Media Tensión deben instalar los equipos necesarios para los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema de acuerdo a lo determinado en los estudios elaborados por el CENACE
- b. Los Centros de Carga se deben coordinar con el Transportista y/o Distribuidor para el ajuste de las protecciones en el punto de conexión para la puesta en servicio conforme a los “Criterios de ajuste y coordinación de protecciones para líneas de transmisión, subtransmisión y cables de potencia”.
- i. Cualquier cambio que el Centro de Carga desee realizar a sus sistemas de protección debe notificarlo al Transportista y/o Distribuidor para su coordinación;
  - ii. En caso de cambio a los ajustes de las protecciones se debe notificar al CENACE;
  - iii. Los tiempos máximos de liberación de falla por las protecciones primarias en función del nivel de tensión de operación deben cumplir con lo señalado en la Tabla 5.

Nivel de tensión [kV]	Tiempo máximo de liberación de la falla [ms]
400	70
230 y 161	100
138 y menores*	120

Tabla 5. Tiempos de liberación de falla por niveles de tensión.

\* Incluye hasta media tensión

**Nota:** Los tiempos señalados en la tabla 5 consideran el tiempo de los relevadores, el tiempo de comunicación y el tiempo de apertura de los interruptores.

- iv. Los Transportistas o Distribuidores deben coordinar las protecciones de respaldo para el caso de que la falla no sea liberada con la protección primaria, actúen como máximo en 900 milisegundos (ms);

### 3.6. Control

#### 3.6.1. Cargas convencionales y especiales

- a. El CENACE debe establecer las características del registro de la instrucción de despacho y el responsable de la Demanda Controlable debe adaptar sus sistemas para recibir la instrucción.

### 3.7. Intercambio de información

#### 3.7.1. Cargas convencionales y especiales

- a. El CENACE debe definir la información (SCADA) y las características de esta.
- b. El CENACE debe definir las características del protocolo de comunicación así como las responsabilidades de mantenimiento y modernización del mismo.
- c. El CENACE debe definir las características de los equipos, medios de comunicación requeridos y responsabilidades de mantenimiento y modernización de los mismos.

- 
- d. El CENACE está facultado para solicitar la información que requiera sobre mediciones de calidad de la energía, al Transportista o Distribuidor.

### **3.8. Desconexión y Conexión de Centros de Carga**

#### **3.8.1. Cargas convencionales y especiales**

- a. La desconexión de Centros de Carga, debe considerarse como el último recurso para el control de las variables eléctricas del SEN.
- b. La desconexión de Centros de Carga puede formar parte de los Esquemas de Acción Remedial (EAR) y/o Esquemas de Protección de Sistema (EPS) diseñados por el CENACE.
- c. La selección de Centros de Carga a afectar, debe estar asociada a una prioridad definida de acuerdo a su importancia, de tal forma que se debe minimizar la afectación de carga crítica, como por ejemplo:
  - i. Servicios propios para arranque de unidades generadoras;
  - ii. Servicios Propios de Subestaciones;
  - iii. Centros de Control;
  - iv. Alimentación a instalaciones de comunicaciones;
  - v. Suministro de Combustibles;
  - vi. Hospitales;
  - vii. Cárceles
  - viii. Centros de gobierno;
  - ix. Bombeo de agua municipal;
  - x. Transporte público.
- d. La afectación de Centros de Carga debe determinarse de acuerdo a la problemática a resolver, así como al mecanismo y forma de aplicación:
  - i. Problemática en el SIN
    - A. Bajo voltaje;
    - B. Baja frecuencia;
    - C. Sobrecarga de elementos del SIN; o
    - D. Estabilidad del SIN
  - ii. Mecanismo de afectación

- 
- A. Automática (EAR o EPS); o
  - B. Manual (Instrucción del CENACE).
- iii. Condiciones de red
- A. Carga individual; o
  - B. Conjunto de cargas (concentradas en un transformador, línea de transmisión o alimentador a nivel media tensión).
- e. Se debe evitar, en lo posible, considerar la afectación de Centros de Carga por más de una causa.
- f. En todos los casos la reconexión de Centros de Carga se debe realizar sólo bajo la supervisión y autorización del CENACE.

### 3.9. Calidad de la energía

En tanto no se cuente con una Norma Oficial Mexicana sobre calidad de la energía, se deberán respetar los siguientes criterios:

- a. Todos los Centros de Carga a conectarse en Media y Alta Tensión deben asegurarse de que en los puntos de conexión a la red no existan distorsiones ni fluctuaciones en el voltaje de suministro más allá de lo especificado en las tablas que se muestran en este apartado.
- b. Las cargas se diferenciarán en Cargas Especiales y Cargas Convencionales, las Cargas Especiales y los Puntos de Transición entre Alta y Media Tensión, deberán cumplir con los límites especificados de distorsión armónica en corrientes, parpadeo (*flicker*) y desbalance de corriente, las Cargas Convencionales deberán cumplir con los límites especificados de desbalance únicamente.

Impedancia Relativa ( $I_{cc}/I_L$ )	Límites para componentes armónicas impares en % de $I_L$					Distorsión de demanda total en % (%TDD)
	Armónicas <11	Armónicas 11 a 16	Armónicas 17 a 22	Armónicas 23 a 34	Armónicas >34	
$I_{cc}/I_L < 20$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	10.0	4.0	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Tabla 6. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones menores a 69 kV.

**Comentado [d3]:** El estándar IEEE 519-2014 establece un valor de 4.5

Impedancia Relativa ( $I_{cc}/I_L$ )	Límites para componentes armónicas impares en % de $I_L$					Distorsión de demanda total en % (%TDD)
	Armónicas <11	Armónicas 11 a 16	Armónicas 17 a 22	Armónicas 23 a 34	Armónicas >34	
$I_{cc}/I_L < 20$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Tabla 7. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones de 69 kV a 161 kV

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

Tabla 8. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones mayores a 161 kV.

Donde:

$I_L$  = 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.

$I_{cc}$  = Corriente de Corto Circuito en el Punto de Acometida.

%TDD = Porcentaje de Distorsión armónica Total de Demanda.

Notas para las tablas:

**Nota 1.** En el caso de armónicas pares, los límites se reducen al 25% de los correspondientes a armónicas impares.

**Nota 2.** Los límites mostrados en las tablas anteriores deben ser utilizados como el caso más desfavorable de operación normal. Para arranque de hornos eléctricos de arco, que toman un tiempo máximo de un minuto, se permite exceder los límites de la tabla en 50%.

**Nota 3.** En ningún caso se permiten corrientes de carga con componentes de corriente directa.

Referencia CFE L0000-45 (IEEE-519)

- c. Variaciones Periódicas de Amplitud de la Tensión (Parpadeo o *Flicker*).  
El número de variaciones por minuto, en acometidas de Baja, Media y Alta Tensión en estado estacionario, debe limitarse de acuerdo a Tabla 9.

Indicador	Límite
$P_{st}$	$\leq 1$
$P_{lt}$	$\leq 0.65$
$d_t$	$\leq 3.3\%$ Durante el cambio de tensión para más de 500 ms.
$d_c$	$\leq 3.3\%$
$d_{m\acute{a}x}$	$\leq 4\%$ Sin condiciones adicionales. $\leq 6\%$ 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 s, o arranque manual después de una interrupción en el suministro de energía. $\leq 7\%$ Para equipo que es conmutado hasta dos veces al día.

Tabla 9. Límites de variaciones de tensión

**Nota 1.**  $P_{st}$  y  $P_{lt}$  no aplica para cambios de tensión por conmutación manual que ocurre una vez cada día y los límites  $d_t$ ,  $d_c$  y  $d_{m\acute{a}x}$  deben aplicarse con las tensiones previas multiplicadas por el factor 1.33.

**Nota 2.** Los límites no aplican a conmutaciones por interrupciones de emergencia.

Referencia CFE L0000-45 (IEEE-519)

Impedancia Relativa ( $I_{cc}/I_L$ )	Desbalance (%)		
	Menor a 1kV	De 1kV a 35 kV	Mayor a 35 kV
$I_{cc}/I_L < 20$	5.0	2.5	2.5
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	8.0	4.0	3.0
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	12.0	6.0	3.75
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	15.0	7.5	4.0
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	20.0	10.0	5.0

Tabla 10. Desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de acometida

---

### 3.10. Modelos de simulación

- a) El CENACE solicitará a los Centros de Carga que representen un riesgo potencial en cuanto a la Confiabilidad, Continuidad y Calidad del suministro eléctrico los modelos de simulación o información equivalente de sus cargas.
  
- b) La información solicitada por el CENACE en cuanto a su contenido y formato de entrega debe cumplir con lo siguiente:
  - i. Diagrama(s) Geográfico(s). Anexar el(los) Diagrama(s) Geográfico(s) donde se muestre la Localización del Centro de Carga indicando las Coordenadas Geodésicas (Incluyendo los cuatro puntos del Polígono) así como la distancia y trayectoria aproximada al Posible punto de Conexión a la Red Nacional de Transmisión y/o a las Redes Generales de Distribución.
  
  - ii. Diagrama Unifilar Simplificado. Anexar un Diagrama Unifilar Simplificado de la Subestación propia, incluyendo la información básica de los Equipos considerados (Transformadores, Compensación, elementos de protección, Arreglo de la red interna y la localización de las cargas individuales).

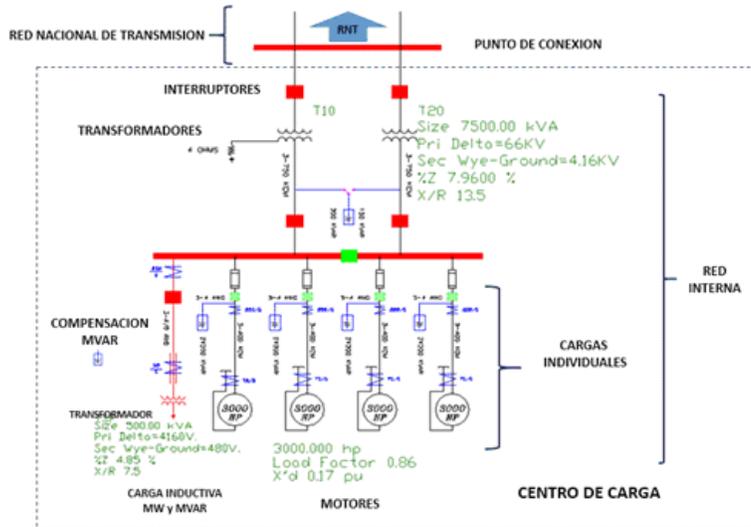


Figura No 1.  
Ejemplo Diagrama Unifilar

iii. Parámetros de la Red Interna (Transformadores).

Anexar un Archivo, donde se muestren las características técnicas para cada uno de los Transformadores que integran el Centro de Carga, incluyendo la siguiente información:

- A. Identificación del Número Total de Transformadores, utilizando un Diagrama Unifilar de la Central.
- B. Para cada Transformador se requiere proporcionar la siguiente información:
  - Fabricante del Transformador.
  - Capacidad del Transformador en MVA para los diferentes tipos de Enfriamiento (OA/FA/FOA).
  - Voltaje Nominal en KV para cada Devanado (Alta/Baja/Terciario).
  - Tipo de Conexión de cada Devanado (Estrella/Delta)

- 
- Información del Cambiador de Derivaciones (Tap) para Cada Devanado.
  - Indicar si el Cambiador opera de manera Fija o se puede cambiar bajo carga
  - Tap Nominal en KV
  - Número de Taps a Subir o Bajar
  - Impedancias de cada Transformador:
  - ZHL (Alta - Baja) en % y relación X/R a los MVA Base del Transformador (OA).
  - ZHY (Alta-Terciario) en % y la relación X/R a los MVA base del Transformador (OA)
  - ZLY (Baja -Terciario) en % y la relación X/R a los MVA base del Transformador (OA)
  - Las Pérdidas de Cobre y Hierro en Watts.
  - La corriente en vacío en Amperes
  - La eficiencia en %
  - La Curva de Saturación, Corriente vs Flujo

Nota 1: Para el caso de Transformadores con las mismas características técnicas sólo es necesario indicarlo en el Diagrama Unifilar e incluir la información una sola vez.

Nota 2: Para el Caso de Transformadores de dos Devanados solamente se requiere proporcionar la información de los devanados de Alta y Baja Tensión.

Nota 3: El Archivo con la información de los Transformadores, tiene que ser editable y de preferencia en formato de Excel, incluyendo los datos de cada Transformador con Características diferentes, como se identificaron en el Diagrama Unifilar.

- iv. Parámetros de la Red Interna (Líneas de Transmisión o Ramales).  
Anexar un Archivo donde se muestren las características técnicas para cada una de las líneas o ramales internos que integran el Centro de Carga, incluyendo la siguiente información:

- 
- A. Longitud de cada Tramo de Línea en Metros
  - B. Configuración de la Red Interna
  - C. Características de Cada Tramo de Línea
  - D. Tipo (Aéreo o Subterráneo)
  - E. Disposición de los Conductores (Aéreo o Subterráneo)
  - F. Calibre de los Conductores
  - G. Parámetros Eléctricos de cada Tramo
  - H. Resistencia (R) de Secuencia Positiva y Cero en ohms o en Valores por Unidad (pu)
  - I. Reactancia (X) de Secuencia Positiva y Cero en ohms o en Valores por Unidad (pu)
  - J. Suceptancia (B) de Secuencia Positiva y Cero en  $\mu\text{F}$  o en Valores por Unidad (pu)

Nota 1: Para el Caso de que la información (R, X y B) para cada ramal se proporcione en Valores por Unidad se deberá incluir las Bases de Potencia y Voltaje utilizadas (MVA Base y KV Base).

Nota 2: El Archivo con la información de las Líneas o Ramales Internos, tiene que ser editable y de preferencia en formato de Excel, incluyendo los datos de Cada Línea de Transmisión o Ramal, de acuerdo a como se identificaron en el Diagrama Unifilar.

- v. Parámetros de la Red Interna (Elementos de Compensación).  
Anexar un Archivo donde se muestren las características técnicas de los Elementos de Compensación de Potencia Reactiva instalados en el Centro de Carga, incluyendo la siguiente información:
  - A. Para el Caso de Bancos de Capacitores y/o Reactores Fijos, incluir:
    - Número de Elementos de Compensación instalados
    - Nivel de Tensión en kV para cada Elemento
    - Capacidad en MVARs para cada Elemento
  - B. Para el Caso de Bancos de Capacitores y/o Reactores con conexión Automática, incluir:

- 
- Número de Elementos de Compensación instalados
  - Nivel de Tensión en kV para cada Elemento
  - Capacidad en MVARs para cada Elemento
  - Especificación del Modo de Control y los ajustes para la Conexión o Desconexión de manera automática (Voltaje, Tiempo, Corriente, etcétera)
- C. Para el Caso de Elementos de Compensación Dinámica (Compensadores Estáticos de Vars, STATCOM), Incluir para cada uno de ellos:
- Nivel de Tensión en kV para cada Elemento
  - Fabricante
  - Rango de Control en MVAR (+/-)
  - Estrategia de Control y sus ajustes (SETPOINT: V, PF, Q).
  - Descripción y Ajustes de las Funciones Avanzadas de Control de Potencia Reactiva.
  - Especificar los Modelos Dinámicos Genéricos y de Usuario que representen las características de los Dispositivos de Compensación de Potencia Reactiva utilizados por el Centro de Carga para los siguientes programas (Comerciales) utilizados para el Análisis de la repuesta dinámica del compensador. Para el caso de los Modelos de Usuario, incluir los manuales correspondientes (Adjuntar Archivo): Librería para el PSLF de General Electric (Ver Nota No 1), Librería para el PSS/E de PTI, Librería para el DSA TOOLS, Librería para el EMTPRV, Librería para el PSCAD y Curva de Operación para cada dispositivo de Compensación Dinámica (Anexar Imagen).

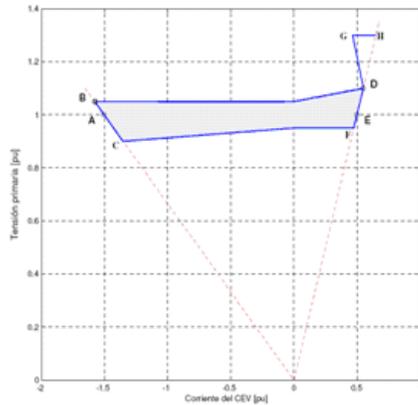


Figura No 2 Ejemplo de Curva de Operación de SVC

Nota 1: Los manuales y modelos dinámicos para PSLF de General Electric, sólo aplica para los Centros de Carga que tengan compensación dinámica y que se conecten al Sistema Baja California. Lo anterior para dar cumplimiento a lo establecido por el WECC ya que este sistema se encuentra interconectado a la red del Oeste de Estados Unidos.

Nota 2: El Archivo con la información de los Elementos de Compensación considerados en el Centro de Carga, tiene que ser editable y de preferencia en formato de Excel, incluyendo los datos de Cada Elemento con Características diferentes y como se identificaron en el Diagrama Unifilar.

vi. Características de la Carga

Anexar un Archivo donde se muestren las características de la Carga, incluyendo la siguiente información:

- A. Carga Máxima Contratada (MW)
- B. Número de Cargas Individuales conectadas en la Red Interna
- C. Para cada una de las Cargas Individuales conectadas a la Red Interna proporcionar:
  - Descripción del Tipo de Carga (Resistiva, Inductiva, Motores etc...)
  - Potencia Activa Demandada en MW (Máxima y Mínima).

- 
- Potencia Reactiva Demandada en MVAR (Máxima y Mínima), sin Considerar la Compensación Instalada.
  - Factor de Potencia de la Carga.
  - Proporcionar un Comportamiento Gráfico de la Demanda esperada en MW y MVAR para todo un ciclo de trabajo (Día Hábil y Fin de Semana) para las temporadas de primavera, verano, otoño e invierno.
- D. Para el Caso de que la Carga esté formada por Motores de Inducción proporcionar:
- Tipo de Motor (Trifásicos o Monofásicos)
  - Conexión (Estrella / Delta)
  - Capacidad en HP
  - Potencia Nominal en KW
  - Voltaje Nominal en Volts
  - Corriente Nominal en Amperes
  - Factor de Potencia
  - Velocidad Nominal en RPM
  - Corriente de Arranque a Voltaje Nominal en Amperes
  - Corriente de Arranque a Voltaje Reducido en Amperes
  - Corriente, Torque o Par, y Factor de Potencia a Rotor Bloqueado.
  - Torque o Par a Carga Máxima.
  - Especificar los Modelos Genéricos y/o de Usuario que representen el comportamiento del Motor de Inducción para los siguientes programas (Comerciales), incluyendo los parámetros necesarios (Resistencias, Reactancias, Constantes de Tiempo e Inercia) para cada uno de los Motores. Para el caso de los Modelos de Usuario, incluir los manuales correspondientes (Adjuntar Archivo): Librería para el PSLF de General Electric (Ver Nota No 1), Librería para el PSS/E de PTI, Librería para el DSA TOOLS, Librería para el EMTPRV y Librería para el PSCAD

- E. Para el Caso de Cargas no Lineales consideradas como Especiales, por las características propias de sus procesos y pudiera tener un impacto en la Calidad del Servicio del resto de los usuarios conectados al sistema ya sea por la variabilidad de la demanda o por su alto contenido armónico. tal y como ocurre para el caso de las Mineras, Compañías Siderúrgicas, Refinerías, Armadoras de Autos, Hornos de Arco, Cementeras o aquellos Centros de Carga altamente automatizados, que utilicen la electrónica de potencia para el control de sus procesos es necesario incluir:

- Descripción del Tipo de Carga:

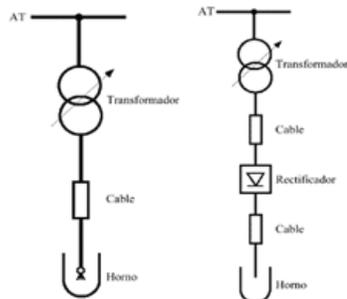


Figura No 3  
Ejemplo Diagrama Esquemático de un Horno Eléctrico

- Proporcionar un Comportamiento Gráfico de la Demanda esperada en MW y MVAR para todo un ciclo de trabajo con periodos de muestreo de un Ciclo.
- Proporcionar las Características de los Filtros que se están considerando para reducir el contenido Armónico en el Centro de Carga.
- Especificar los Modelos Genéricos y/o de Usuario que representen el comportamiento de las cargas Especiales (No Lineales) para los siguientes programas (Comerciales), incluyendo los parámetros necesarios para el correcto modelado de la carga. Para el caso de los Modelos de Usuario, incluir los manuales correspondientes (Adjuntar Archivo).

- 
- i. Librería para el PSLF de General Electric (Ver Nota No 1)
  - ii. Librería para el PSS/E de PTI
  - iii. Librería para el DSA TOOLS
  - iv. Librería para el EMTPRV
  - v. Librería para el PSCAD

Nota 1: Los manuales y modelos dinámicos para PSLF de General Electric, sólo aplica para los Centros de Carga que tengan compensación dinámica y que se conecten al Sistema Baja California. Lo Anterior para dar cumplimiento a lo establecido por el WECC ya que este sistema se encuentra interconectado a la red del Oeste de Estados Unidos.

Nota 2: El Archivo con la información de las Cargas Especiales, tiene que ser editable y de preferencia en formato de Excel, incluyendo los datos de Cada una de las Cargas de acuerdo a como se identificaron en el Diagrama Unifilar.

- c) Adicionalmente, el CENACE está facultado para solicitar el historial de los perfiles de carga durante la operación de la instalación y realizar la comparación de los registros con los resultados de las simulaciones, a fin de validar los modelos empleados.

### **3.11. Arreglos de Subestación**

#### **3.11.1. Para punto de Conexión en Alta Tensión**

En tanto no se cuente con una Norma Oficial Mexicana o Especificación Técnica aprobada por la CRE, sobre arreglo de subestaciones, se deben respetar las siguientes reglas:

- a. Para tensiones iguales o menores de 161 kV:
  - i. Si el punto de conexión es en una subestación existente, el arreglo de la nueva bahía debe ser igual al de las bahías existentes; y
  - ii. Si el punto de conexión implica abrir líneas de transmisión, para intercalar la subestación de maniobras, el arreglo de la subestación debe ser de doble bus e interruptor sencillo o arreglo en anillo, según lo determine el CENACE.
- d. Para tensiones mayores a 161kV:

- 
- i. Si el punto de conexión es en una subestación existente, el arreglo de la conexión debe ser:
    - A. Igual a las bahías existentes, cuando el arreglo de la subestación existente es de un solo bus principal.
    - B. En bahía de doble interruptor, o interruptor y medio según determine el CENACE, cuando el arreglo de la subestación existente es de dos buses principales.
  - ii. Si el punto de conexión implica abrir líneas de transmisión, para intercalar la subestación de maniobras, el arreglo de la subestación debe ser de doble bus con bahías en arreglo, doble interruptor o interruptor y medio, según determine el CENACE.
  - e. Solo en casos que por cuestiones ambientales y/o de aspectos sociales (turísticos, alta densidad de población, espacios reducidos), la subestación debe ser encapsulada en gas SF6, respetándose lo arreglos de subestaciones mencionados en los puntos anteriores.

#### **4. Monitoreo de la Conformidad**

Los Transportistas y Distribuidores están obligados a conectar a sus redes los Centros de Carga una vez que se hayan completado las obras específicas determinadas por el CENACE. Para tal efecto, el CENACE notificará al Transportista o Distribuidor la orden de conexión física correspondiente, previa comprobación que una Unidad de Verificación o Unidad de Inspección, aprobada por la CRE, certifique que la instalación para la conexión cumple con las características específicas de la infraestructura requerida por el CENACE.

Las Unidades de Verificación o Inspección, según corresponda, deberán utilizar las Normas Oficiales Mexicanas, especificaciones técnicas aprobadas por la CRE y los demás estándares aplicables para comprobar que los Centros de Carga cumplen con los requerimientos necesarios para realizar la conexión.

#### **5. Anexos**

##### **5.1. Anexo I. Diagramas de arreglo de subestaciones**

El CENACE seleccionará el arreglo de las Subestaciones Eléctricas para los Centros de Carga de acuerdo a:

- a) El nivel de tensión donde pretende conectar el Centro de Carga.

- b) Los niveles de tensión existentes en la Subestación Eléctrica del Centro de Carga.
- c) La importancia de la Subestación Eléctrica del Centro de Carga como nodo eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional, determinado por el CENACE.
- d) El grado de confiabilidad en el servicio que requiere el Centro de Carga.
- e) El nivel de contaminación existente en la zona donde se pretende construir la Subestación Eléctrica del Centro de Carga.
- f) El número de Alimentadores en Alta y Media tensión que se requieren construir en la Subestación Eléctrica del Centro de Carga
- g) Necesidad de ampliaciones futuras en la Subestación Eléctrica propias del Centro de Carga, nuevos Centros de Carga, nuevas interconexiones de Centrales, y
- h) Facilidades de mantenimiento de la Subestación Eléctrica del Centro de Carga.

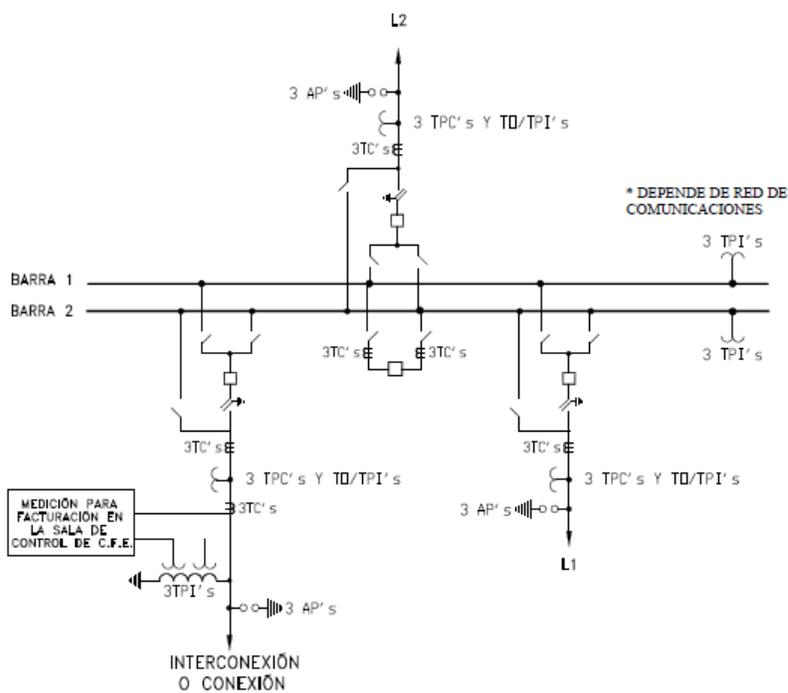


Figura 1: Arreglo Barra Principal y Barra Auxiliar con Interruptor de Transferencia-Amarre.

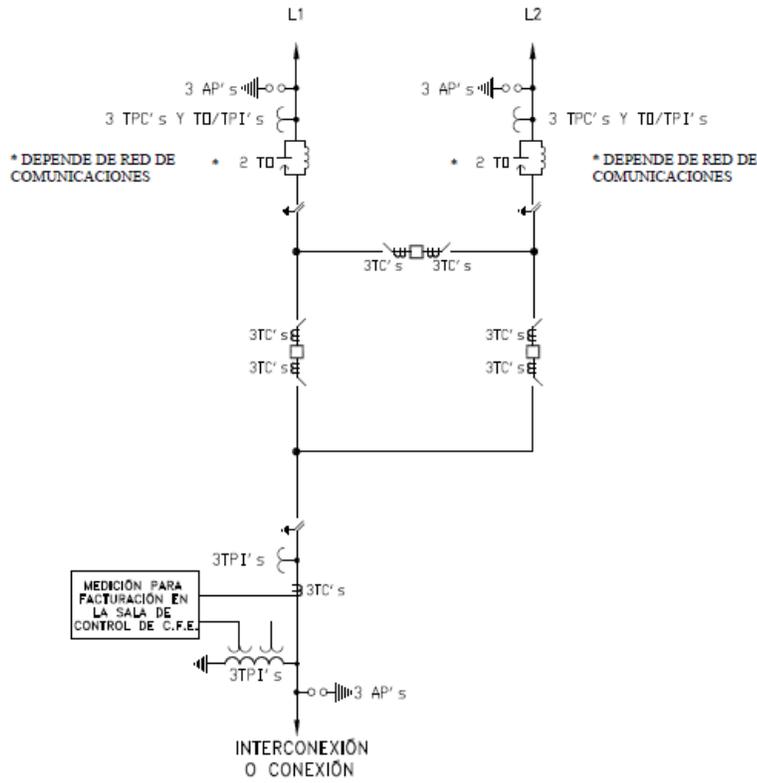


Figura 2: Arreglo en anillo.

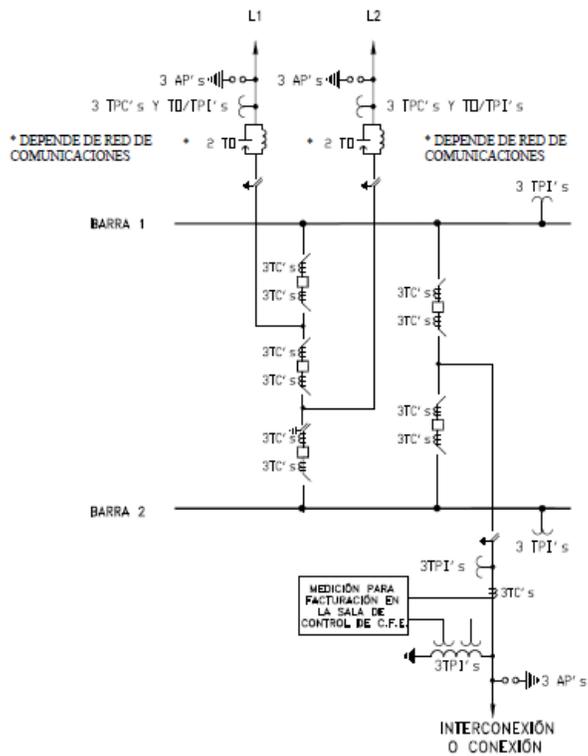


Figura 3: Arreglo interruptor y medio y doble interruptor

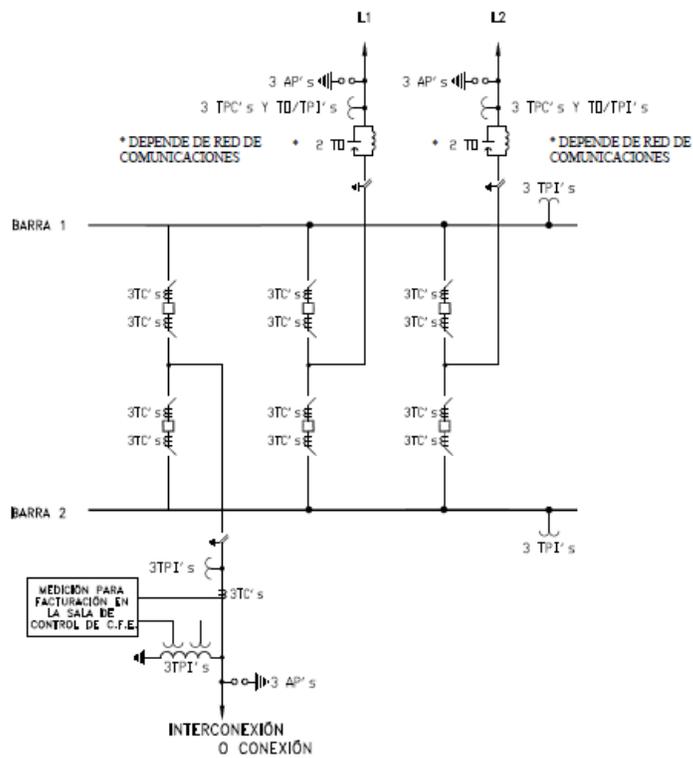


Figura 4: Arreglo doble interruptor