Universidad Autónoma de San Luis Potosí
Facultad de Ingeniería
Centro de Investigación y Estudios de Posgrado

Análisis de las capacidades de un equipo para monitorización de la calidad de la potencia y código de red

TRABAJO RECEPCIONAL

Que para obtener el grado de:
Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia

Presenta:
Beatriz Gutiérrez Camacho

Asesor:
Dr. Ciro Alberto Núñez Gutiérrez

Coasesor:
Dr. Francisco Eduardo Martínez Pérez

San Luis Potosí, S. L. P. Julio 2025

A Dios todopoderoso, mi hermosa madre María Elena, mis invaluables hermanos Mónica, Sonia, Saúl, Myriam y Adriana, mis queridos sobrinos Kayla, Saúl Miguel, Nilca María y Tania Guadalupe.

A mi extraordinario y admirable mentor Alfredo López T.

A todos los que profesionalmente, se han atrevido a darme un voto de confianza y su apoyo.

Agradecimientos

A la empresa Schweitzer Engineering Laboratories, por haberme seleccionado y concedido tan magnífica oportunidad académica.

A la Universidad Autónoma de San Luis Potosi, por abrirme sus puertas para continuar con mi formación profesional.

Al Dr. Ciro Alberto Núñez Gutiérrez, por compartir conmigo sus enseñanzas y experiencia, por su apoyo, pero, sobre todo, por su incalculable paciencia conmigo para culminar este trabajo.

Al Dr. Francisco Eduardo Martínez Pérez, por sus valiosas aportaciones al presente trabajo, gracias por sumar.

A la Dra. Nancy Visairo Cruz, por su paciencia y todo el apoyo brindado.

A las personas con poder de decisión directo e indirecto sobre mi persona, como empleada de la empresa Schweitzer Engineering Laboratories; con su colaboración me permitieron cursar y concluir mis estudios.

Índice

Introducción……1
Antecedentes del sistema eléctrico de potencia moderno y sus indicadores de calidad de la potencia....1
Planteamiento del problema....10
Objetivos....10
Objetivo general....10
Objetivos específicos....10
Justificación....11
Metodología....13
Alcance....14
Descripción del trabajo....14
Capítulo 1. Marco teórico....15
1.1. Definición de calidad de la potencia....15
1.2. Fenómenos asociados a la calidad de la potencia....18
1.3. Antecedentes del código de red....20
Capítulo 2. Requerimientos del código de red aplicables a Centros de Carga....26
2.1. Centros de carga sujetos a la aplicación del código de red....26
2.2. Tipos de requerimientos técnicos....27
2.2.1. Requerimiento Técnico 1. Tensión....27
2.2.1.1. En estado operativo normal....27
2.2.1.2. En condiciones distintas al estado operativo normal....28
2.2.2. Requerimiento Técnico 2. Frecuencia....29
2.2.3. Requerimiento Técnico 3. Corto circuito....30
2.2.4. Requerimiento Técnico 4. Factor de potencia....32
2.2.5. Requerimiento Técnico 5. Protecciones....33
2.2.6. Requerimiento Técnico 6. Control....33
2.2.7. Requerimiento Técnico 7. Intercambio de información....34
2.2.8. Requerimiento Técnico 8. Calidad de la Potencia....34
2.2.8.1. Distorsión armónica en corriente....34
2.2.8.2. Desbalances de tensión y corriente....38

2.2.9. Fluctuaciones de tensión (parpadeo o flicker) causadas al interior de las instalaciones del Centro de Carga 40
2.3. Aspectos no regulados en el código de red 42
Capítulo 3. Capacidades del medidor SEL-735 para observación de parámetros de calidad de la potencia en centros de carga 44
3.1. Conociendo el medidor SEL-735 44
3.2. Grabadoras de perfil de carga 52
3.3. Identificación de parámetros de calidad de la potencia en medidor SEL-735 54
3.3.1. Potenciales y corrientes 54
3.3.1.1. Entradas de Potenciales CA 54
3.3.1.2. Entradas de corriente CA 55
3.3.2. Frecuencia 56
3.3.3. Factor de potencia 58
3.3.4. Intervalos de agregación 63
3.3.5. Desbalance de corriente y de voltaje 67
3.3.6. Parpadeo (Flicker) 69
3.3.7. Armónicos 71
Conclusiones…. 76
Referencias 79

Índice de figuras

Figura I.1. Representación del sistema eléctrico de potencia 1
Figura I.2. Mapa representativo de las áreas de control en que se divide el SEN 3
Figura I.3. Interpretación simbólica de la composición del sistema eléctrico nacional 5
Figura I.4. Gráfica de consumo final en 2023 7
Figura I.5. Ejemplo de una carga lineal y el comportamiento de las señales de tensión y corriente 9
Figura I.6. Ejemplo de una carga no lineal y el comportamiento de las señales de tensión y corriente 9
Figura I.7. Participantes del SEN 11
Figura 2.1. Ejemplo de niveles de cortocircuito de la Red de Distribución. 31
Figura 2.2. Ejemplo de niveles de cortocircuito de la Red de Transmisión. 32
Figura 2.3. Forma de onda de una señal armónica 35
Figura 3.1. Conexión de potenciales y corrientes, forma 9 48
Figura 3.2. Conexión de potenciales y corrientes, forma 5 49
Figura 3.3. Conexión de potenciales y corrientes, forma 36 50
Figura 3.4. Conexión de potenciales y corrientes, forma 6 51
Figura 3.5. Cambio de forma de conexión de los TCs y TPs desde el software del SEL-735 52
Figura 3.6. Configuración de grabadora número 2 53
Figura 3.7. Gráfico de valores de frecuencia obtenidos en grabadora configurada con valores promedio (AVG) 54
Figura 3.8. Configuración de valores de frecuencia límite aceptables para el código de red 58
Figura 3.9. Inyección de señales analógicas (corrientes y voltajes) con equipo CMC-356 a medidor SEL-735 58
Figura 3.10. Configuración para cálculo de potencia aparente, método aritmético o vectorial 60
Figura 3.11. Imagen de los cuadrantes de operación 61
Figura 3.12. Imagen del display de un SEL-735 61
Figura 3.13. Configuración del cuadrante de operación en un SEL-735 62

Figura 3.14. Inyección de voltajes y corrientes, ejemplo de ubicación de cuadrantes del factor de potencia 62
Figura 3.15. Gráfico resultante de la variación del factor de potencia 63
Figura 3.16. Número de muestras para una frecuencia de 60 Hz. 65
Figura 3.17. Configuración para el restablecimiento de valores agregados. 66
..... 66
Figura 3.18. Actualización de valores agregados. 66
Figura 3.19. Señales disponibles para grabar desbalance de tensión y de corriente 68
Figura 3.20. Señales aceptables por normativa para grabar flicker 71
Figura 3.21. Configuración avanzada para habilitar método de cálculo de armónicos. 72
Figura 3.22. Configuración para considerar armónicos individuales, en grupo, subgrupo o subgrupo de inter-armónicos. 733
Figura 3.23. Grupos y subgrupos de armónicos, grupos y subgrupos de inter-armónicos... 73
Figura 3.24. Configuración para seleccionar armónicos de potenciales o corrientes..... 744

Índice de tablas

Tabla 1.1. Fenómenos de calidad de la potencia, sus causas y sus efectos. 18
Tabla 2.1. Exigencias requeridas a los centros de carga 26
Tabla 2.2. Valores de tensión entre fases que deben tolerar los centros de carga permanentemente 27
Tabla 2.3. Valores de tensión entre fases que deben tolerar los centros de carga hasta por 20 minutos 28
Tabla 2.4. Valores defrecuencia que deben tolerar los centros de carga 29
Tabla 2.5. Margen permisible de distorsión armónica en corriente para tensiones menores o iguales a 69 kV 37
Tabla 2.6. Margen permisible de distorsión armónica en corriente para tensiones mayores de 69 kV a 161 kV 37
Tabla 2.7. Margen permisible de distorsión armónica en corriente para tensiones mayores a 161 kV 38
Tabla 2.8. Margen permisible de variaciones de tensión 41
Tabla 3.1. Parámetros de calidad de la potencia de acuerdo con el modelo de medidor SEL-735 45
Tabla 3.2. Modelo de medidor SEL-735 sugerido por tipo de centro de carga y parámetros que satisface 46
Tabla 3.3. Parámetros no requeridos por el código de red, pero, relevantes para el centro de carga 47

Introducción

Antecedentes del sistema eléctrico de potencia moderno y sus indicadores de calidad de la potencia

Un sistema se define como un conjunto de elementos que están organizados de manera que se relacionan entre sí y que contribuyen a un objetivo específico [1].

Un sistema eléctrico de potencia es un conjunto de dispositivos que operan en conjunto para transformar fuentes de energía primaria en electricidad y llevarla hasta el punto de consumo, es decir, es una red que genera, transporta, distribuye y suministra la energía eléctrica hasta el usuario final.

Una de las definiciones más aceptadas, es la proporcionada por el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), que describe un sistema eléctrico de potencia como: una red compuesta por generadores eléctricos, cargas y/o líneas de transmisión de potencia, que incluye el equipo relacionado, vinculado eléctrica o mecánicamente a la red [2]. En la figura I.1. se puede observar una representación de un sistema eléctrico de potencia, el cual considera diferentes tecnologías de generación de electricidad y usuarios en alta y media tensión.

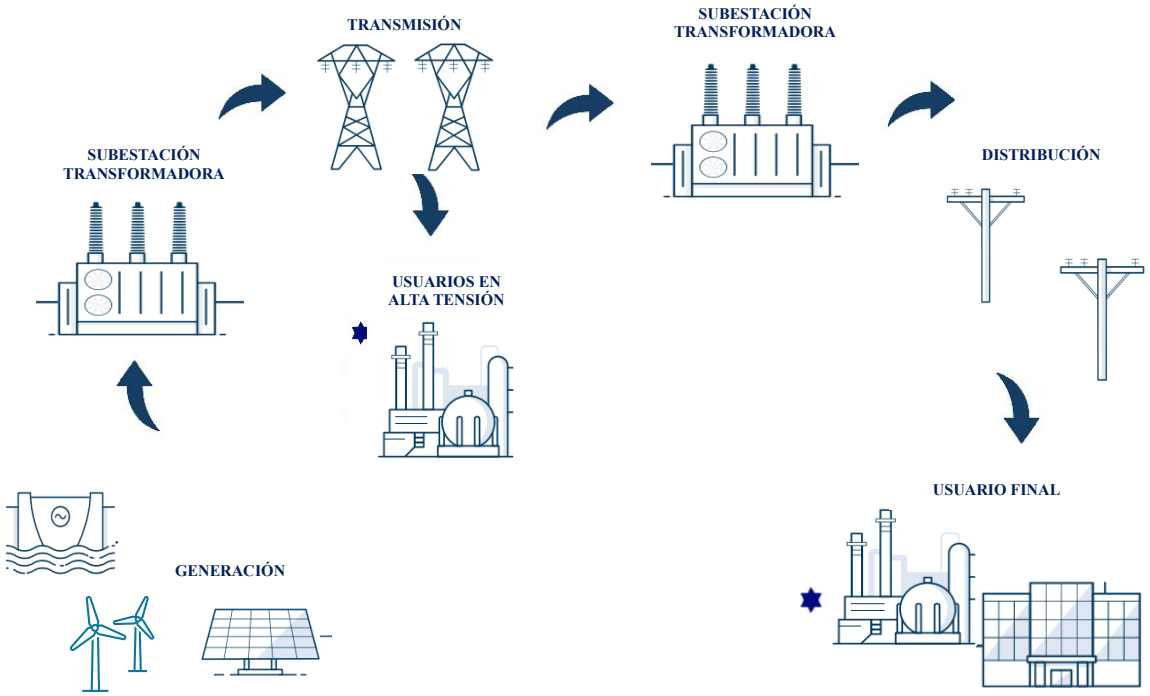


Figura I.1. Representación del sistema eléctrico de potencia

Nota: Símbolos tomados del flyer SEL-735 Power quality and revenue meter

De manera global, un sistema eléctrico de potencia se compone de centrales generadoras que operan con diversos tipos de tecnologías, subestaciones eléctricas que elevan o reducen los niveles de tensión de acuerdo con lo requerido por el propio sistema eléctrico, redes de transmisión y distribución que conducen la energía eléctrica hasta llevarla finalmente a los centros de consumo. Los centros de consumo pueden ser zonas residenciales, comercios, hospitales, bombas agrícolas, industrias de diferentes tamaños incluyendo las conocidas como grandes consumidores, etcétera.

De acuerdo con algunos textos, el uso comercial de la energía eléctrica comenzó a finales de la década de 1870, cuando se utilizaron lámparas de arco para iluminar faros y alumbrado público [3]. Poco a poco se fue extendiendo su uso por el mundo y fue así como empezaron a construirse los sistemas eléctricos de potencia.

Debido a la complejidad y a elementos tanto estratégicos como económicos, los sistemas eléctricos no operan en solitario, por el contrario, forman parte de sistemas interconectados, un sistema de esta índole se compone de dos o más sistemas conectados eléctricamente entre sí.

Mundialmente, las empresas de abastecimiento de energía eléctrica son tanto de propiedad pública como privada; en México el 54% de la producción de electricidad, junto con la totalidad de la gestión y operación del sistema eléctrico nacional, son responsabilidad de entidades públicas.

En México, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está integrado por [4]:

1. Las Centrales Generadoras que producen y proporcionan energía eléctrica a la RNT o a las RGD
2. La Red Nacional de Transmisión (RNT)
3. Las Redes Generales de Distribución (RGD)
4. La infraestructura del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE organismo encargado de regular el flujo de potencia en el país) utilizada para realizar el control operativo del SEN.
5. Demás entidades que considere la Secretaría de Energía (SENER), por ejemplo, redes particulares.

De acuerdo con el "Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD 2024-2038 (PAMRNT)" y cómo se puede observar en la figura I.2., el SEN se conforma de ocho gerencias de control regionales.

En la figura I.2. se muestran las áreas de control en las que se divide el país, la península de Baja California se compone de tres sistemas eléctricos independientes entre ellos.

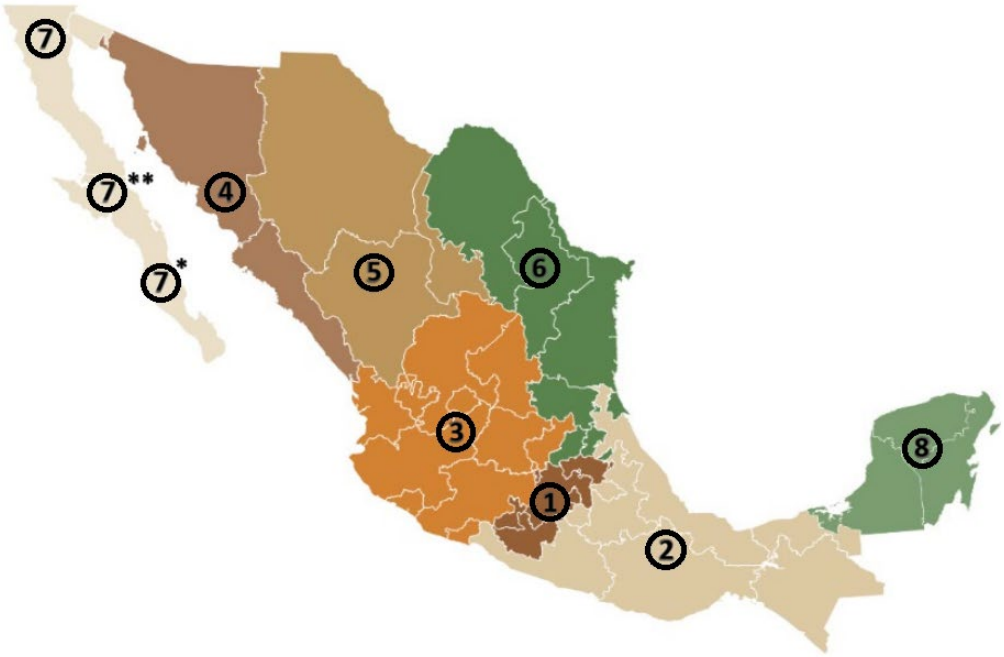


Figura I.2. Mapa representativo de las áreas de control en que se divide el SEN

Nota: Imagen tomada del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que correspondan al MEM (PAMRNT 2024-2038)

1. CEL - Área de control Central (con sede en Ciudad de México)
2. ORI - Área de control Oriental (con sede en Puebla)
3. OCC - Área de control Occidental (con sede en Guadalajara)
4. NOR - Área de control Noroeste (con sede en Hermosillo)
5. NTE - Área de control Norte (con sede en Gomez Palacio)
6. NES - Área de control Noreste (con sede en Monterrey)
7. SIBC - Sistema interconectado Baja California (con sede en Mexicali)
7. * SIBCS - Sistema interconectado Baja California Sur (con sede en La Paz)
7. ** SIM - Sistema Mulegé (con sede en Santa Rosalía)
8. PEN Peninsular (con sede en Mérida)

A través de dos líneas de transmisión de 230 kV, el sistema interconectado de Baja California (SIBC), se une a la red eléctrica del oeste de EE. UU. Western Electricity Coordinating Council (WECC), identificado con el número 7 en el mapa de la figura I.2.

El sistema interconectado Baja California Sur (SIBCS) y el sistema interconectado Mulegé (SIM) se encuentran aislados entre sí, así como también, se encuentran aislados del resto de los sistemas interconectados, estos sistemas se identifican con el número 7.* y 7.** respectivamente, en el mapa de la figura I.2.

Exceptuando los tres sistemas de Baja California, identificados en el mapa de la figura I.2 con el número 7 (7, 7.* y 7.**), las siete áreas de control restantes componen el Sistema Interconectado Nacional (SIN), esta interconexión permite compartir recursos y reservas de capacidad, frente a la diversidad de demandas y circunstancias operativas, logrando con ello un funcionamiento más rentable y seguro.

La supervisión y monitoreo del SEN a cargo del CENACE, aseguran que el sistema eléctrico funcione de manera eficiente, con calidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad.

Con la reforma energética realizada en 2013, se estableció el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con el fin de ofrecer energía a precios competitivos para que todos los usuarios pudieran beneficiarse al acceder a la energía eléctrica a precios más asequibles.

Desde el 2016, se inicia en el MEM la compraventa de productos tales como energía, potencia, certificados de energía limpia, servicios conexos y derechos financieros de transmisión, entre otros productos [5].

A continuación, se enumeran las seis diferentes maneras de participar en el MEM:

1. Generador
2. Usuario calificado
3. Suministrador de servicios básicos
4. Suministrador de servicios calificados
5. Suministrador de último recurso y
6. Comercializador no suministrador

Esto es posible siempre y cuando se cumplan las exigencias establecidas por la ley para ser participantes del mercado.

Dentro del mercado eléctrico, los participantes tienen la opción de participar en:

1. El mercado de energía de corto plazo, integrado por el mercado del día en adelanto y de tiempo real
2. El mercado para el balance de potencia
3. El mercado de certificados de energía limpia
4. Las subastas de mediano y largo plazo
5. Las subastas de derechos financieros de transmisión

El CENACE ubicado en la CDMX en conjunto con el Centro Nacional Alterno ubicado en Puebla trabajan juntos para gestionar la operación del SEN y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
Con la creación del MEM, hubo que establecer los lineamientos para que el ingreso al SEN de todos estos nuevos participantes no afectará la eficiencia, calidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico, es así como nace el código de red.
Como se muestra en la figura I.3., el código de red especifica al MEM los requerimientos para conectarse al SIN, mientras la función del CENACE es controlar a todos los participantes del SEN bajo los mismos criterios.

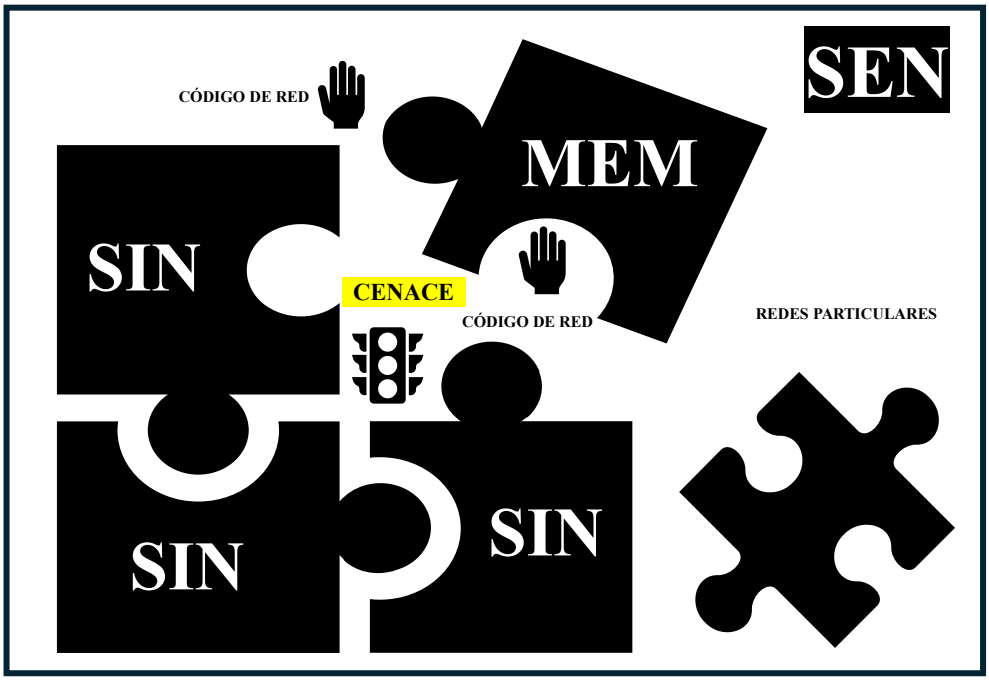


Figura I.3. Interpretación simbólica de la composición del sistema eléctrico nacional

Se puede decir que existen dos figuras destacadas en el código de red: las centrales generadoras y los centros de carga.
En lo sucesivo, al citar la palabra “código”, se hace referencia al código de red.
El término centro de carga se refiere a los equipos e instalaciones que, en un lugar específico, permiten que un usuario final ya sea una persona física o moral, reciba la energía eléctrica para su uso o para el consumo dentro de sus instalaciones [6], esto lo puede hacer de dos formas:

1. A través de un suministrador, con el cual debe celebrar un contrato
2. Formando parte del MEM

En lo referente a centros de carga, para el código sólo son de interés las cargas conectadas en media y alta tensión, con la finalidad de garantizar la estabilidad del sistema en términos de eficiencia, calidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad.
Dentro de todos los criterios que se observan para mantener un sistema eléctrico sano, la calidad representa un desafío para todos los involucrados.
Al considerar lo anterior y el hecho que los centros de carga se determinan según el punto de medición de la energía que se suministra, la infraestructura de medición resulta ser fundamental dentro del SEN, destacando como figura central el medidor.
El medidor como un instrumento, que más allá de cuantificar el consumo de energía eléctrica para su facturación, permita identificar posibles problemas o ineficiencias en el sistema o en los propios centros de carga, al tomar muestras del comportamiento eléctrico .
Particularmente se hace referencia a los medidores clase A, por clase del medidor se alude a la clase de exactitud.
De acuerdo con el estándar IEC 61000-4-30:2015, la clase A se utiliza donde son requeridas mediciones precisas. Para una misma señal medida desde dos medidores diferentes de clase A, se producirán resultados coincidentes dentro de la incertidumbre indicada para ese parámetro. Esta capacidad de los medidores clase A, permite su implementación en puntos donde se celebren contratos o sea requerido verificar el cumplimiento de las normas, entre otras aplicaciones.
Cuando el estándar IEC 61000-4-30 fue redactado por primera vez, el objetivo era llegar a lo que se tiene actualmente con los medidores clase A, es decir, dos instrumentos diferentes evaluando las mismas señales proporcionaran resultados idénticos. Fue en ese momento que se dieron cuenta

que los instrumentos existentes quedarían obsoletos e inservibles, así, definieron dos clases: A para los que si cumplían con dicho objetivo y B para todos los instrumentos existentes en ese momento. Más tarde, en el estándar IEC 61000-4-30:2008 edición 2 apareció la clase S, para instrumentos de estudio o inspección, que producen resultados estadísticamente útiles, pero no necesariamente comparables.

El consumo final de la energía eléctrica se diversifica en seis sectores [7]:

1. Residencial
2. Comercial
3. Servicios
4. Bombas agrícolas
5. Mediana empresa
6. Gran consumo

De acuerdo con las últimas cifras oficiales reportadas por la Secretaría de Energía a través del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038, en 2023 el consumo final se distribuyó de acuerdo con lo mostrado en la figura I.4.

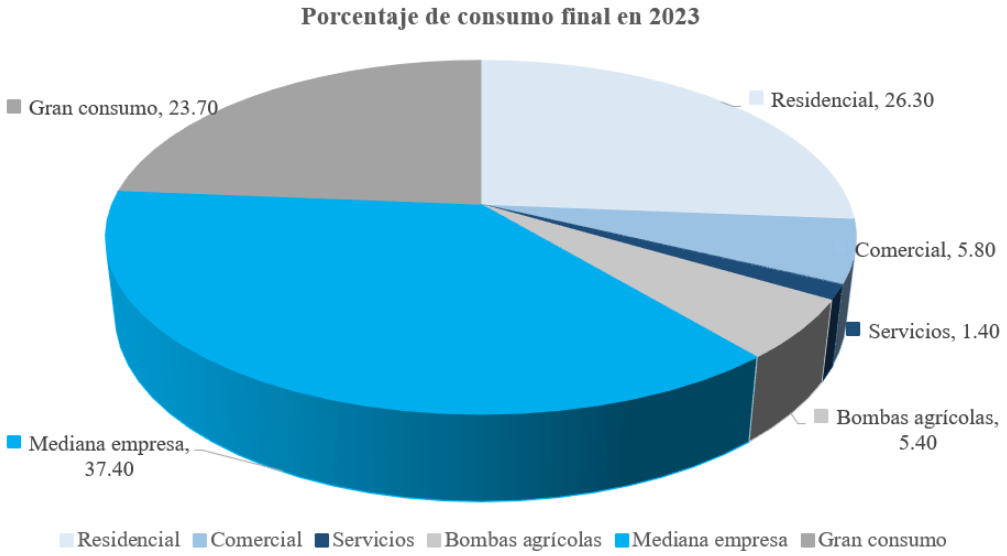


Figura I.4. Gráfica de consumo final en 2023

Como se observa en las estadísticas anteriores, el mundo moderno no se concibe sin energía eléctrica, para muchos sectores productivos, la energía eléctrica representa una materia prima, en la actualidad es frecuente ver una amplia gama de equipo electrónico operando en distintos procesos, equipo electrónico de tecnologías de la información, controladores lógicos programables (PLC), variadores de frecuencia y un largo etcétera. Dispositivos susceptibles a los disturbios en el SEN que además de víctimas también son causantes de problemas de calidad de la potencia. Debido principalmente a su no linealidad.

En algunos sectores como, por ejemplo, el residencial, incluso el comercial, puede parecer que el abastecimiento de energía eléctrica se entrega en excelentes condiciones de calidad, esto no es más que la apreciación que deriva de tener equipos con bajos requerimientos eléctricos y cuya tolerancia es mayor a los disturbios más comunes en la red eléctrica, en ocasiones se puede apreciar algún parpadeo en alguna lámpara o cierta variación de tensión en algún equipo electrónico, ya que con mayor frecuencia se cuenta con sistemas inteligentes en los hogares, oficinas, comercios, etcétera.

Sin embargo, en la industria y/o en instalaciones con equipos especializados, los problemas de calidad en el suministro eléctrico pueden convertirse en algo crítico que comprometa la continuidad de los proceso y operaciones, derivando esto en pérdidas económicas o en una mayor inversión para salvaguardar la integridad de los equipos.

Al formar parte de un mismo sistema, es responsabilidad de ambas partes, tanto usuarios como suministradores, mantener un sistema eléctrico con la mayor calidad posible.

Hablando de las cargas como parte de un circuito eléctrico, se pueden distinguir dos tipos [8]:

1. Cargas lineales: en términos simples, son aquellas que, cuando se les suministra una tensión sinusoidal, producen una corriente sinusoidal de igual frecuencia, es decir, hay una relación entre la corriente y la tensión a través de un factor constante, el cual puede ser un número real o complejo.

   Ejemplos de ello son los resistores, inductancias, condensadores; la lámpara incandescente de la figura I.5. es una muestra de una carga lineal, el comportamiento de las señales eléctricas (tensión y corriente) que circulan a través de ella son sinusoidales.

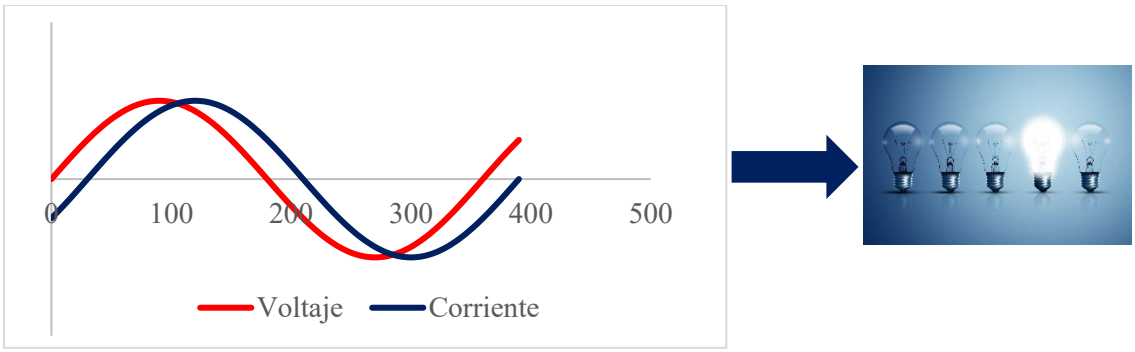


Figura I.5. Ejemplo de una carga lineal y el comportamiento de las señales de tensión y corriente

2. Cargas no lineales: a diferencia de las cargas lineales, la relación tensión-corriente no es una constante real ni compleja, si se conecta una tensión sinusoidal en los bornes de estas cargas se produce una deformación de la onda de corriente.

   Ejemplos de ello son grupos rectificadores, lámparas de alumbrado que incluyan balastros, reguladores electrónicos de velocidad y cualquier carga que posea componentes electrónicos en su entrada (diodos, transistores, tiristores, IGBTs, etcétera). La figura I.6. muestra una laptop como ejemplo de una carga no lineal, el comportamiento de la corriente que circula a través de ella es no sinusoidal.

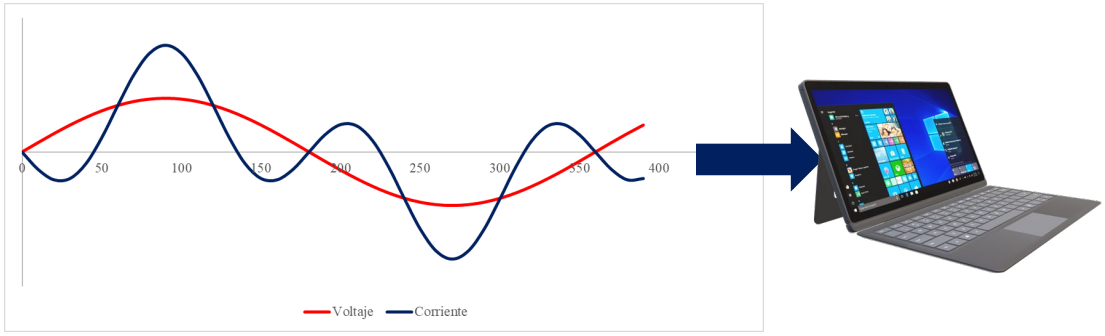


Figura I.6. Ejemplo de una carga no lineal y el comportamiento de las señales de tensión y corriente

En la actualidad, el uso de cargas no lineales por parte de los consumidores se hace cada vez más frecuente y en mayor cantidad, esto implica un reto para el sector eléctrico por la afectación a la calidad de la potencia eléctrica.

No sólo se trata de que los suministradores de energía eléctrica entreguen energía de calidad, sino también que los consumidores, y sobretodo aquellos que por su capacidad o volumen impacten de

manera más visible en el sistema eléctrico, se aseguren de no regresar una energía perjudicial al sistema.

Planteamiento del problema

Ante el escenario del sistema eléctrico de potencia moderno descrito con anterioridad, en donde por una parte se requieren estándares elevados de calidad de la potencia, pero las cargas contribuyen a su degradación, es relevante contar con un dispositivo de medición que detecte esta clase de degradación en la calidad y por lo tanto se requiere tener una clara interpretación de sus cualidades y méritos para garantizar una correcta interpretación de sus indicadores tal que sea posible con base en ellos conocer el estado de la calidad de la potencia e incluso determinar las líneas de acción para mejorarla. Por lo cual, para resolver esta problemática se plantean los siguientes objetivos.

Objetivos

Objetivo general

Analizar e interpretar los parámetros de monitorización del medidor SEL-735 con el propósito de conocer las capacidades del equipo para realizar una evaluación de los requerimientos técnicos que se necesitan para el código para los centros de carga a través de un modelado de escenarios que permitan observar la degradación de la calidad de la potencia.

Objetivos específicos

Con el fin de lograr el objetivo general, se proponen los siguientes objetivos específicos:

1. Analizar los componentes que integran los centros de carga que son objeto de cumplimiento del código; los requerimientos técnicos aplicables a estos centros, así como, los parámetros específicos de calidad de la potencia que aplican de acuerdo con el tipo de centro de carga.
2. Conocer y entender el objetivo de aplicar el código a los centros de carga.

3. Analizar el funcionamiento general del medidor SEL-735, identificar los parámetros de calidad de la potencia que se encuentran disponibles en el medidor SEL-735 y determinar la aplicación más recomendable de acuerdo con el tipo de centro de carga.

Justificación

El viernes 8 de abril de 2016 se publicó en la tercera y cuarta sección del Diario Oficial de la Federación (DOF) la resolución número RES/151/2016, mediante la cual la CRE establece las normas administrativas de carácter general que incluyen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, dichas disposiciones son conocidas como código de red.

Posteriormente, en la edición matutina de diciembre 31 de 2021 del DOF, se publica la resolución número RES/550/2021, también conocida como código 2.0, la cual corresponde a una actualización de la resolución anterior publicada en 2016.

El código es el marco técnico-administrativo al cual todos los participantes del SEN, como los que se muestran en la figura I.6., deben apegarse para mantener un sistema eléctrico sano.

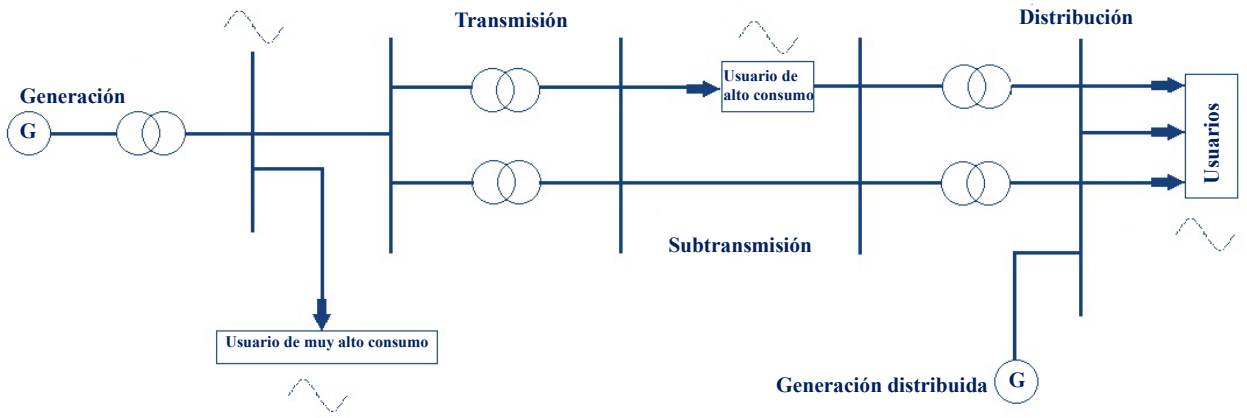


Figura I.7. Participantes del SEN

Entendiendo por sistema eléctrico sano aquel que cumpla con:

- **Tensión**, mantener en funcionamiento normal un rango permanente de operación, entre +/- 5% de su valor nominal
- **Tensión**, evitar desbalances de tensión
- **Corriente**, evitar desbalances de corriente
- **Corriente**, evitar distorsión armónica de corriente
- **Frecuencia**, mantener en funcionamiento normal un rango permanente de operación, entre 59-61 Hz
- **Factor de potencia**, mantener en funcionamiento normal un rango entre 0.97-1.0
- **Flicker**, mantener las fluctuaciones de tensión dentro de los valores especificados
- Suministro continuo del servicio eléctrico

Desde la primera publicación del código en 2016, hasta el presente y por diversas razones, existen participantes del SEN que aún no dan cumplimiento a lo establecido en el citado código, particularmente los centros de carga.

Derivado de lo anterior, en octubre 18 de 2023 la CRE presentó ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) el anteproyecto número 55881, que manifiesta lo siguiente [9]: "Acuerdo de la CRE por el que se dictan las medidas que instauran la reglamentación que autoriza unidades de inspección que evalúen el cumplimiento de las exigencias normativas para centros de carga y de la industria eléctrica, aplicable a todas las áreas que forman parte de la cadena de suministro de energía eléctrica, además del método que se aplicará para realizar las inspecciones y las condiciones operativas de dichas unidades de inspección"

Mediante este anteproyecto, se propone establecer los lineamientos con los cuales las unidades de inspección han de conducirse para realizar las correspondientes inspecciones a los centros de carga, para garantizar el cabal cumplimiento del código. Con anterioridad, la figura de unidad de inspección para evaluación específica de aspectos relacionados al código no existía.

Uno de los objetivos de este anteproyecto es sustituir/abrogar el documento número RES/941/2015 por el que la CRE expidió las "Disposiciones administrativas de carácter general que establecen la base legal para autorizar unidades de inspección de la industria eléctrica en todas las áreas que

forman parte de la cadena de suministro de energía eléctrica, el método aplicable a las inspecciones y las condiciones de funcionamiento de las unidades de inspección".

El comité consultivo de confiablidad de código en la CRE presentó una nueva versión a la CONAMER, en mayo 20 de 2024 fue aprobada y publicada en el DOF.

En dicha publicación se establece el marco reglamentario para autorizar unidades de inspección de exigencias solicitadas a centros de carga y a la industria eléctrica en todas las áreas que forman parte de la cadena de suministro de energía eléctrica.

Se puede decir que el código es un documento vivo, en constante renovación y mejora. Por su parte la CRE, busca de manera preponderante garantizar el cumplimiento de este.

El código establece quiénes deben cumplir, qué requisitos deben cumplir, qué sanciones son aplicables en caso de incumplimiento, pero, no especifica el cómo dar cumplimiento a dichos requerimientos, este punto depende del tipo de carga que interactúa con el punto de conexión de cada centro de carga.

El ¿cómo dar cumplimiento?, se convierte en una tarea complicada con múltiples opciones, unas más costosas que otras, unas más complejas que otras, etcétera.

El punto de partida es definir cómo se encuentra posicionado el centro de carga en el SEN, para saber hacia dónde hay que llevarlo, es por ello por lo que el primer paso es medir, "lo que no se mide no se puede mejorar" (William Thomson Kelvin), pero hay que saber dónde medir y con que medir; el código ya define dónde y qué variables medir.

¿Con qué medir? No está especificado, la oferta es diversa y por parte de la CRE no es limitativa, incluso dentro los equipos de una misma compañía o marca las opciones pueden ser varias, la propuesta del presente trabajo es sugerir emplear un medidor SEL-735 para dichos fines.

Específicamente hablando, se propone que sea el medidor SEL-735 (en sus diferentes versiones) el dispositivo que mida los requerimientos solicitados por el código para centros de carga, haciendo énfasis en los parámetros referentes a calidad de la potencia.

Metodología

1. Clasificación de los centros de carga
2. Requerimientos necesarios de calidad de la potencia de medir y/o registrar para cada caso.
3. Identificación de los valores máximos y mínimos permitidos por el código.
4. La importancia y conveniencia de medir en el lado primario o en el lado secundario

5. Requisitos adicionales a la calidad de la potencia para los centros de carga que quieran participar en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista).

Alcance

El presente trabajo se enfoca en resaltar como el equipo SEL-735 puede resultar una opción para dar cumplimiento al código en los centros de carga.

Descripción del trabajo

El presente trabajo está integrado de la siguiente forma:
La introducción previa a esta descripción del trabajo ha permitido identificar qué es un sistema de potencia eléctrico, como se compone, cual es el objetivo de contar con un sistema de ese tipo y que lugar ocupan los centros de carga dentro del sistema.
El capítulo 1, define el concepto de calidad de la potencia eléctrica y los fenómenos que se asocian a este concepto; como parte del marco teórico muestra todos aquellos documentos en los que ya se hacía mención del concepto de calidad de la potencia, previo a la aparición del código.
El capítulo 2, profundiza en los requerimientos técnicos especificados por el código para centros de carga.
El capítulo 3, exhibe las capacidades del medidor SEL-735 como observador de los parámetros técnicos especificados por el código.
Finalmente, se agregan las conclusiones obtenidas.

Capítulo 1. Marco teórico

1.1. Definición de calidad de la potencia

El termino calidad de la potencia no es un concepto nuevo, sin embargo, ha adquirido mayor relevancia conforme ha evolucionado y se ha incrementado el uso de equipos electrónicos.

Se pueden encontrar una gran variedad de definiciones, para fines prácticos se muestran solo algunas que se consideran relevantes para el presente trabajo.

La compatibilidad electromagnética es un término relacionado con la calidad de la potencia utilizado en el estándar IEC 61000-1-1, que establece que "la compatibilidad electromagnética es la habilidad de un dispositivo o sistema para operar de manera adecuada en su entorno electromagnético sin provocar interferencias electromagnéticas inaceptables en dicho entorno" [10]. Estándar IEC TR 61000-1-1:2023 Compatibilidad electromagnética

El estándar IEC 61000-4-30 describe la calidad de la potencia como "las propiedades de la electricidad en un punto específico de la red eléctrica, estimado en relación con ciertos parámetros técnicos de referencia" [11].

En las "Prácticas recomendadas de monitoreo de calidad de la potencia eléctrica IEEE 1159-2009", la calidad de la potencia se describe como "la amplia variedad de fenómenos electromagnéticos que definen la tensión y la corriente en un momento y lugar específico de la red eléctrica" [12].

En las "Prácticas recomendadas de Alimentación y aterrizamiento de equipo electrónico IEEE 1100-2005", se define calidad de la potencia como "el principio de suministrar energía y conectar a tierra equipos electrónicos de manera adecuada para su operación y que sea compatible con el sistema de cableado local y otros equipos conectados" [13].

En México, conforme lo estipula el Art.3 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) [14] se define calidad como "el nivel en que las propiedades y condiciones del abastecimiento eléctrico con lo requerido técnicamente por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) con el propósito de garantizar el funcionamiento adecuado e integridad de los equipos y dispositivos de los usuarios finales".

En la guía CFE L0000-70 "Calidad de la energía: características y límites de las perturbaciones de los parámetros de la energía eléctrica", en el apartado 4.2 se describe la calidad de la energía como "propiedades eléctricas de un punto especifico del sistema eléctrico, medidas en relación con un

grupo de parámetros y sus valores de referencia, vinculados a la compatibilidad electromagnética entre el proveedor y los consumidores".

El capítulo 2.4.12 de las Disposiciones Generales para la Operación del SEN (OP), establece que centrales generadoras y centros de carga deben cumplir con los márgenes estipulados de los parámetros de calidad de la potencia y obliga a transportistas y distribuidores a la observación de estos para el mejor desempeño de la RNT.

Los parámetros a los cuales se hace referencia se especifican en los manuales regulatorios de requerimientos técnicos.

De acuerdo con el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE) en su artículo 37 se establece que el servicio que el estado proporciona en el ámbito de transmisión y distribución de energía eléctrica se debe ofrecer siguiendo estándares adecuados [15]:

1. Tensión, se considera un valor aceptable aquel que se encuentra entre +/-5% de su valor nominal y cuya forma de onda sea sinusoidal
2. La presencia de los componentes de las redes es necesaria para operar el sistema con margen suficiente de reserva para que éste sea capaz de responder a la contingencia más sencilla.
3. Interrupciones de suministro eléctrico, el servicio eléctrico debe prestarse en forma continua
4. Componentes armónicos, los márgenes se establecen de acuerdo con el nivel de tensión del usuario
5. La energía eléctrica puede sufrir dos tipos de pérdidas, técnicas y comerciales o no técnicas. Las pérdidas técnicas forman parte de toda la cadena de suministro de energía eléctrica, mientras que, las pérdidas comerciales corresponden a energía utilizada y no cuantificada para su cobro
6. Cualquier otro elemento técnico que la CRE estime relevante, como por ejemplo los especificados en el código

Al definir los parámetros de aceptación, la CRE deberá considerar los aspectos económicos asociados.

Hasta ahora no existe una definición completamente consensuada del término "calidad del suministro eléctrico" o "calidad de la potencia eléctrica" y las normas internacionales más comunes guían la manera en que se define este concepto.

Por lo tanto, cuando se habla de la calidad de la potencia o calidad de la potencia eléctrica, se refiere tanto a la calidad de las señales eléctricas (tensión y corriente), como a la continuidad o confiabilidad del servicio eléctrico.

El aumento en el uso de dispositivos basados en microelectrónica, que son cada vez más vulnerables y menos resistentes al entorno electromagnético, ha generado un mayor interés por las señales eléctricas (tensión y corriente) en años recientes; esto ha traído consigo el desarrollo de equipos de protección y vocabulario específico para describir estos fenómenos.

Así ha evolucionado el criterio de calidad de la potencia en los últimos diez años a nivel global. Realmente, ha ido en aumento la relevancia del abastecimiento eléctrico bajo parámetros que superan la mera continuidad o confiabilidad del servicio, abarcando un rango mucho más extenso relacionado con importantes avances científicos y tecnológicos en el área de la interferencia y compatibilidad electromagnéticas.

En términos generales, la calidad de la potencia eléctrica se refiere a un conjunto de características que pertenecen tanto al servicio como a las señales eléctricas (tensión o corriente), esto permite comparar y determinar si son equivalentes, superiores o inferiores a otras. Por lo tanto, se puede concluir que la calidad de la potencia en su más amplio sentido debe incluir tanto la continuidad del servicio como las señales eléctricas (tensión o corriente), en un lugar y momento determinados del sistema eléctrico.

A continuación, se procederá a definir la calidad de la potencia de la siguiente manera y, a partir de esta definición, se desarrollará su significado: “calidad de la potencia eléctrica, un grupo de atributos físicos de las señales eléctricas (tensión y corriente) en un lugar y momento determinados, con el objetivo de cumplir con las demandas de un usuario” [16].

Algunos escritores opinan que la señal de tensión debe ser la única variable eléctrica a la que se aplique el concepto de calidad de la energía. Esto sería válido si se contempla un sistema eléctrico lineal o aislado en el que el generador suministra energía a una sola carga, utilizando una fuente de tensión. No obstante, en los sistemas interconectados una carga (corriente) puede originar contaminación a la red eléctrica y la red a su vez inyectar a otra carga una señal de tensión y corriente no sana. Por esta razón, lo más apropiado es considerar tanto a la fuente como a la carga

al evaluar la calidad de la potencia eléctrica, es decir, deben considerarse ambas señales eléctricas (tensión y corriente).

Como aspectos físicos de la calidad de la potencia se consideran la continuidad del suministro, es decir, servicio disponible las 24 horas del día los 365 días del año, así como la amplitud, frecuencia, forma de onda de la señal de tensión y corriente, las cuales están definidas por valores o índices en resoluciones nacionales e internacionales, guías o estándares, dentro de rangos que sean técnica y económicamente aceptables. La interrupción en el servicio o la variación en la amplitud, frecuencia o forma de onda de las señales eléctricas puede causar degradación, mal funcionamiento o fallas en dispositivos, equipos o sistemas eléctricos, electrónicos o de comunicación, que disminuyen la calidad de la potencia y afectan a los usuarios de manera técnica y económica .

La calidad de la potencia eléctrica se puede dividir en dos temas principales:

1. La continuidad del servicio, es decir, la calidad del servicio que esta implícitamente relacionada con el tiempo
2. Las variaciones en la forma de onda, frecuencia y amplitud de las señales eléctricas

1.2. Fenómenos asociados a la calidad de la potencia

A manera de resumen se tiene la tabla 1.1. Fenómenos de calidad de la potencia, sus causas y sus efectos, que muestra algunos problemas de calidad de la potencia, sus posibles causas y el impacto que estas tienen sobre los elementos del sistema eléctrico [17]:

Tabla 1.1. Fenómenos de calidad de la potencia, sus causas y sus efectos.

Problema	Categoría	Categorización	Causa	Efecto
Transitorios	Impulsivo	Pico, tiempo de ascenso y duración	Rayos, energización de transformadores, switcheo de capacitores Re-energización del sistema después de una falla Parada repentina de grandes equipos Contactores sucios o desgastados	Resonancia del sistema de potencia Efectos de flashover o arco en equipos de distribución Aislamiento dañado Electrónica fallada Computadoras personales bloqueadas
	Oscilatorio	Componentes de magnitud y frecuencia pico	Switcheo de líneas, capacitor o carga	Resonancia del sistema

Variación de tensión de Corta duración	Sag	Magnitud, duración	Arranque de motores, fallas de fase a tierra Arranque de grandes cargas, especialmente inductivas Operaciones semejantes en instalaciones vecinas Clima severo	Mala operación de protecciones, pérdida de producción Atenuación de iluminación Bloqueo de PCs Vibración en relés o contactores caída total Equipos y sistemas apagados Alarmas y paradas inexplicables
	Swell	Magnitud, duración	Switcheo de capacitores, switcheo de grandes cargas, fallas Fallas monofásicas o trifásicas del sistema Disminución repentina de carga Conmutación de banco de capacitores	Mala operación de protecciones, sobre esfuerzo en las PCs y electrodomésticos Falla en fuente de alimentación Paradas y alarmas en variadores de frecuencia (VFDs)
	Interrupción	Duración	Fallas temporales Pérdida momentánea del suministro eléctrico	Pérdida de producción, mal funcionamiento de alarmas contraincendios Paradas de equipos
Variación de tensión de Larga duración	Interrupción sostenida	Duración	Fallas	Pérdida de producción
	Baja tensión	Magnitud, duración	Conexión de cargas, desenergización de capacitor	Incremento de pérdidas, calentamiento
	Sobre tensión	Magnitud, duración	Desconexión de grandes cargas, energización de capacitor (cambio en la compensación	Daño a los electrodomésticos
Desbalance de tensión		Componentes simétricas	Cargas monofásicas, pérdida de una fase Operación de soldadores monofásicos Transformadores en delta abierta	Calentamiento de motores Calentamiento en motores y transformadores trifásicos A corta la vida de los motores 3f
Distorsión de la forma de onda	DC offset	Volts, amperes	Perturbación geomagnética, rectificación	Saturación de transformadores
	Armónicos	THD, espectro armónico	Variadores de velocidad, cargas no lineales Cargas no lineales como conmutación de fuentes de alimentación Conversión de secciones de alimentación interrumpible (UPS), VFDs y cargadores de batería Hornos de arco eléctrico Soldadoras	Incremento de pérdidas, factor de potencia pobre Transformadores en delta abierto Transformadores sobrecalentados Motores de inducción sobrecalentados Alarmas inexplicables y paradas de equipo electrónico

	Inter-armónicos	THD, espectro armónico	Variadores de velocidad, cargas no lineales	Ruido acústico en equipos de potencia
	Notching	THD, espectro armónico	Convertidores de electrónica de potencia	Daño a componentes capacitivos
	Ruido	THD, espectro armónico	Hornos de arco eléctrico, lámparas de arco, convertidores de potencia	Sobrecarga de capacitores, perturbaciones en electrodomésticos
Parpadeo de tensión		Frecuencia de ocurrencia, frecuencia de modulación	Hornos de arco eléctrico, lámparas de arco	Daños a la salud humana, irritación, dolor de cabeza, migraña
Fluctuaciones de tensión		Intermitente	Cambios de carga	Mala operación de las protecciones, cambios en la intensidad de la luz
Variaciones de la frecuencia de potencia			Fallas, alteraciones en sistemas aislados propiedad del cliente y operación en modo isla	Daños en los ejes del generador y la turbina

1.3. Antecedentes del código de red

El código tiene sus antecedentes en la especificación CFE L0000-45 [18], la cual hace referencia a los valores de desviación permitidos en cuanto a forma de onda de la tensión y corriente tanto en el abastecimiento como en el consumo de energía eléctrica .

Por otro lado, esta especificación se fundamenta en estándares y normas nacionales e internacionales como IEC e IEEE.

Hasta antes de la reforma de 2013, todos los procesos desde la generación, transmisión, distribución, planeación y control de la industria eléctrica operaban bajo la supervisión de la Comisión Federal de Electricidad y la normativa vigente era la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), el Reglamento del Servicio Público de Energía Eléctrica (RSPEE) y la NOM-008-SCFI-2002.

En 2013, con la modificación al artículo 28 constitucional, en la que se prohíben prácticas monopólicas, entre otras cosas, para protección de la industria; en lo que respecta al sector eléctrico, no se consideraban prácticas monopólicas la planificación y supervisión del SEN, así como, el servicio de transmisión y distribución de energía eléctrica prestado por el estado. Es por ello por lo que el Poder Ejecutivo debería contar con órganos reguladores coordinados, para el caso del sector eléctrico esa función la cumple la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Al año siguiente de la modificación del artículo 28 constitucional, se promulgo la LIE y el RLIE.

La creación de la CRE se estableció a través de un decreto presidencial, publicado en el DOF en octubre 4 de 1993 y entro en vigor en enero 3 de 1994, hasta antes de la reforma al artículo 28 constitucional tenía ciertas atribuciones que se incrementaron con la modificación del artículo constitucional, una de las nuevas atribuciones fue "regular las condiciones técnicas para la operación del SEN".

Según lo establecido en la fracción XXXVII del artículo 12 de la LIE, la CRE dicta las normas administrativas generales que definen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

La CRE emitió el código a través del documento RES/151/2016 y lo publicó en dos partes en el DOF en abril 8 de 2016. Según el tercer resolutivo del documento RES/151/2016, se puso en marcha al día siguiente de su publicación en el DOF. De acuerdo con la ley, una vez que se hizo público fue de carácter obligatorio para todos los participantes del SEN como por ejemplo los centros de carga que soliciten conectarse, modificar su carga contratada, modificar su nivel de tensión, modificar el punto de conexión donde se recibe el suministro eléctrico o los centros de carga que ya se encuentren conectados al SEN, en los niveles de media tensión y alta tensión, independientemente de su esquema de abastecimiento.

Siguiendo las disposiciones de las fracciones I y IX, del artículo 2 del RLIE:

1. Media tensión se refiere a la tensión de abastecimiento eléctrico en niveles que superan el 1 kV y que son inferiores o idénticas 35 kV

   $1 \text{ kV} < \text{Media tensión} \leq 35 \text{ kV}$
2. Alta tensión se refiere a la tensión de abastecimiento eléctrico en niveles que superan los 35 kV

   $35 \text{ kV} < \text{Alta tensión}$

En la NOM-J-098-ANCE-2014, baja tensión se consideran todos los valores de tensión menores a 480, media tensión de 4.16 kV a 34.5 kV, alta tensión de 69 kV a 230 kV y extra alta tensión se considera 400 kV.

Para el suministrador CFE, los valores de alta tensión se subdividen en niveles de subtransmisión y transmisión.

La CRE es el único organismo encargado de supervisar el cumplimiento del código y el único facultado para que en caso de incumplimiento se emitan sanciones, por ello, los participantes que estén obligados y que dejen de atender las disposiciones estipuladas en el código se atendrán a las sanciones especificadas en el artículo 165, fracción I, inciso k y fracción II, inciso c, de la LIE, como se observa, las sanciones son emitidas por la LIE, pero, la responsable del cumplimiento es la CRE.

Todos los requisitos técnicos citados por el código son aludidos al punto de conexión, el cuál es el punto físico que acota las fronteras operativas y de responsabilidad, entre, el transportista o distribuidor y el centro de carga, es decir, es el punto eléctrico donde se une el usuario final al SEN.

En el desempeño de sus funciones, la CRE elaboró para el SEN los criterios de:

1. Eficiencia, se refiere a aquellos principios que optimizan el consumo de la energía eléctrica, permitiendo con ello, el ahorro de energía, la reducción de gases de efecto invernadero y una adecuada administración de los recursos naturales
2. Calidad, es un criterio definido de manera particular para cada integrante del SEN. Para el caso de los centros de carga se especifica de acuerdo con el nivel de tensión al cual se encuentra conectado al SEN
3. Confiabilidad, descrita en la LIE como la habilidad que tiene el SEN para cubrir la demanda de energía requerida por los consumidores en términos de suficiencia y seguridad de despacho. Anualmente la CRE, emite un reporte de confiabilidad del SEN
4. Continuidad, descrita en la LIE como el cumplimiento de la demanda de energía de los consumidores con una frecuencia y duración de interrupciones inferior a lo previsto. Existen indicadores que evalúan el tiempo promedio de interrupción por usuario
5. Seguridad, referido a la seguridad operativa del SEN ante condiciones de disturbio, es decir, es la operación del SEN sin violar los limites operativos seguros, particulares de cada elemento de la red
6. Sustentabilidad, son todas aquellas acciones que se efectúan asegurando las necesidades actuales, pero, sin poner en riesgo las oportunidades de las generaciones venideras para cubrir las propias.

Es importante señalar que el código establece los requisitos (el qué), no las soluciones tecnológicas pertinentes para dar cumplimiento (el cómo), razón por la cual no determina la utilización de algún instrumento, software o equipo en particular; para establecer los criterios se basa en:

1. Disposiciones generales, tienen prioridad dentro del nivel jerárquico del código y son definidas en seis capítulos [19]
    1.1 Para el proceso de Planeación (P) conocidas como “criterios P”
    1.2 Para la Operación del SEN (OP) conocidas como “criterios OP”
    1.3 De Interconexión de Centrales Eléctricas (INTE) conocidas como “criterios INTE”
    1.4 De Conexión de Centros de Carga (CONE) conocidas como “criterios CONE”
    1.5 De Red Eléctrica Inteligente (REI) en materia de telemetría, interoperabilidad y seguridad de la información para la operación del SEN conocidas como “criterios REI”
    1.6 Aplicables a Sistemas Eléctricamente Aislados (SEA) conocidas como “criterios SEA”
2. Manuales regulatorios, forman parte de las disposiciones operativas, definen aspectos técnicos y son divididas en seis manuales
    2.1 De planeación del SEN
    2.2 De estados operativos del SEN
    2.3 De control y operación de la generación y recursos de demanda controlable del SEN
    2.4 De coordinación operativa
    2.5 De requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas al SEN
    2.6 De requerimientos técnicos para la conexión de centros de carga al SEN (Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la conexión de centros de carga al SEN, en lo sucesivo el manual de conexión)

Adicionalmente, se apoya de otros manuales no contenidos dentro del código:
Manual de requerimientos de tecnologías de la información y comunicaciones para el SEN y el MEM, conocido como, Manual de TIC

3. Procedimientos, junto a los manuales regulatorios forman parte de las disposiciones operativas, el código considera nueve procedimientos
    - 3.1 De acciones para el control de tensión
    - 3.2 Para gestión de licencias
    - 3.3 Del despacho de generación
    - 3.4 De la disminución de generación por confiabilidad
    - 3.5 De restitución
    - 3.6 De información y organización operativa
    - 3.7 Para la organización entre procesos para la vigilancia operativa y física de usuarios conectados en alta tensión
    - 3.8 Para determinar la causa raíz de disturbios de alta y media importancia en la RNT y las RGD que pertenecen al MEM y que provoquen el corte del abastecimiento de electricidad
    - 3.9 Para la coordinación entre procesos en alta tensión, para la vigilancia operativa y física de sus instalaciones en las prácticas de información operativa, maniobras, gestión de licencias y atención de disturbios

Los centros de carga tienen la posibilidad de evaluar su comportamiento eléctrico utilizando los instrumentos de medición que considere apropiados y adecuados, no obstante, en mayo 15 de 2020 se publicó en el DOF la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019 “Sistemas de medición de energía eléctrica, medidores y transformadores de medida, especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad”, la cual es la normativa vigente y aplicable para todas aquellas acciones referidas a temas de medición. En ella se especifica que los medidores utilizados para calidad de la potencia deben ser clase A; medidores que pueden ser de diferentes modelos, marcas, etcétera, pero que, por su alta precisión, permiten obtener resultados coincidentes dentro una incertidumbre especificada si se comparan entre ellos. Ejemplo de un medidor clase A es el equipo SEL-735 en todas sus variantes, como son: básico, intermedio y avanzado.

El código se integra por dos grandes secciones [20].

1. La primera sección, remite a las disposiciones generales del SEN, en las que se establecen las pautas de índole general
2. La segunda sección, remite a las disposiciones operativas del SEN, esta sección está constituida por manuales regulatorios, procedimientos y anexos técnicos

El abastecimiento de electricidad es un servicio de relevancia pública y una tarea esencial para el progreso del país, regular la participación de nuevos actores que hacen utilizan la infraestructura eléctrica dentro del SEN permite mantener la estabilidad del sistema; ahí radica la importancia del código, ya que define y vigila el cumplimiento de una serie de lineamientos técnicos que permite a ambas partes cuidar no solo la infraestructura del sistema, sino también las instalaciones propias y las de los nuevos participantes.

Capítulo 2. Requerimientos del código de red aplicables a Centros de Carga

2.1. Centros de carga sujetos a la aplicación del código de red

Darán cumplimiento a los acuerdos operativos contenidos en el manual de conexión [21]:

1. Todos los centros de carga conectados o que soliciten una modificación de carga, de nivel de tensión o de punto de recepción del servicio, o que sean nuevos y aspiren conectarse al SEN en los niveles de tensión media y alta.
2. Los centros de carga relacionados con actividades de abastecimiento (calificado, básico o último recurso), usuarios calificados o generación de intermediación, que estén conectados en nivel de tensión media o alta, debiendo presentar ante los organismos indicados un plan de trabajo pormenorizando las acciones a implementar, estipulando tiempos y prácticas juiciosas de la industria eléctrica.
3. Para el manual de conexión no son de interés los centros de carga en baja tensión, derivado del bajo impacto en el SEN

La tabla 2.1. se resume la totalidad de los requerimientos para cada centro de carga (CC):

Tabla 2.1. Exigencias requeridas a los centros de carga

Requerimiento	CC en Media Tensión con demanda contratada <1 MW	CC en Media Tensión con demanda contratada >1 MW	CC en Alta Tensión
Tensión	✔	✔	✔
Frecuencia	✔	✔	✔
Corto circuito	✔	✔	✔
Factor de Potencia	✗	✔	✔
Protecciones	✔	✔	✔
Control	✔ únicamente RDC	✔ únicamente RDC	✔ únicamente RDC
Intercambio de información	✔ acorde el Manual de TIC	✔ acorde el Manual de TIC	✔ acorde el Manual de TIC
Calidad de la potencia	✔ únicamente desbalance de tensión y corriente	✔	✔

Nota: Página 1077 del código 2.0, RES/550/2021

De acuerdo con las bases del MEM, los Recurso de Demanda Controlable (RDC), son centros de carga que tienen la capacidad de atender instrucciones en tiempo real para disminuir el consumo de energía.

Los centros de carga que prevean plazos mayores para dar cumplimiento deberán presentar ante la CRE un programa de trabajo pormenorizado de las actividades a implementar, evaluando tiempos y prácticas juiciosas, para acatar lo establecido en el manual de conexión.

En caso de omisión a lo solicitado en el manual de conexión, se penalizará en conveniencia con la legislación en vigor.

Salvo que de manera particular se especifique algo contrario, todos los requerimientos técnicos solicitados serán referidos al punto de conexión.

2.2. Tipos de requerimientos técnicos

2.2.1. Requerimiento Técnico 1. Tensión

2.2.1.1. En estado operativo normal

Los centros de carga deberán permanecer conectados de manera permanente ante alteraciones de tensión del sistema, la tabla 2.2. muestra los valores máximos y mínimo de acuerdo con el valor de tensión nominal al cual se conecte el centro de carga:

Tabla 2.2. Valores de tensión entre fases que deben tolerar los centros de carga permanentemente

Nominal [kV]	Máxima [kV]		Mínima [kV]	
400	420	(V_{nom}+%5)	380	(V_{nom}-%5)
230	241.5		218.5	
161	169.05		152.95	
138	144.9		131.1	
115	120.75		109.25	
85	89.25		80.75	
69	72.45		65.55	
34.5	36.225		32.775	
23	24.15		21.85	
13.8	14.49		13.11	

Nota: Página 1078 del código 2.0, RES/550/2021

2.2.1.2. En condiciones distintas al estado operativo normal

Los centros de carga deberán permanecer conectados temporalmente hasta por 20 minutos ante variaciones de tensión del sistema, la tabla 2.3. muestra los valores máximos y mínimo de acuerdo con el valor de tensión nominal al cual se conecte el centro de carga:

Tabla 2.3. Valores de tensión entre fases que deben tolerar los centros de carga hasta por 20 minutos

Nominal [kV]	Máxima [kV]		Mínima [kV]	
400	440		360	
230	253		207	
161	177.1		144.9	
138	151.8		124.2	
115	126.5	(V_{nom}+%10)	103.5	(V_{nom}-%10)
85	93.5		76.5	
69	75.9		62.1	
34.5	37.95		31.05	
23	25.3		20.7	
13.8	15.18		12.42	

Nota: Página 1078 del código 2.0, RES/550/2021

Estos valores son muy semejantes a los valores expresados en la guía de uso interno de la CFE L0000-70 [22] "Calidad de la energía: características y límites de las perturbaciones de los parámetros de la energía eléctrica", donde, la baja tensión o sobre tensión son consideradas variaciones de larga duración y la ventana de medición aplicable es de 10 minutos.

Al ser una guía utilizada por el suministrador del servicio eléctrico, los parámetros que se fija son de hasta el -7% para las redes de distribución en niveles de tensión que van de 13.2 a 34.5 kV.

De acuerdo con el estándar IEEE 1159-2009 , se considera variación de larga duración, al cambio del valor eficaz de la tensión o corriente respecto al valor nominal durante un intervalo de tiempo mayor a 1 minuto. El término se detalla más a fondo empleando términos que sugieran que tipo de alteración representa, ejemplo, sobretensión haciendo alusión a la elevación de la tensión o subtensión refiriéndose al decremento de éste.

Habitualmente, las sobretensiones y subtensiones no son el producto de averías del sistema. Las causas probables son:

1. Alteraciones de carga del sistema
2. Acciones de conmutación del sistema (apagar o encender una carga grande)
3. Variaciones en la compensación reactiva (encender o apagar un banco de capacitores)
4. Las capacidades o controles deficientes de regulación de la tensión0
5. Ajustes de tap incorrectos en transformadores
6. Sobrecarga de circuitos
7. Fusibles fundidos en bancos de capacitores
8. Bancos de capacitores en servicio durante condiciones de baja carga

Las variaciones que duran más allá de un minuto pueden tener severas repercusiones sobre la carga, de no ser factible deberá acreditarse su inviabilidad técnicamente:

1. Para los centros de carga existentes la demostración de inviabilidad se presentará ante la CRE a través de un programa de trabajo
2. Para los centros de carga en proceso de conexión o modificación técnica la demostración de inviabilidad se presentará ante el CENACE o el distribuidor, en consonancia a lo estipulado en el manual de conexión

2.2.2. Requerimiento Técnico 2. Frecuencia

El Centro de Carga deberá tener la capacidad de resistir las alteraciones de frecuencia del sistema y mantenerse conectado, conforme a los valores mostrados en la tabla 2.4.:

Tabla 2.4. Valores defrecuencia que deben tolerar los centros de carga

Tiempo	Frecuencia máxima [Hz]	Frecuencia mínima [Hz]
Permanente	61	59
30 minutos	62.5	58

Nota: Página 1079 del código 2.0, RES/550/2021

El equipamiento requerido para los centros de carga en vías de conectarse o realizar alguna alteración técnica, deberá cavilar que cualquier actividad de conexión, desconexión o alteración de carga dentro de sus instalaciones no cause alteraciones de frecuencia mayores a +/- 0.1 Hz en

los sistemas interconectados que forman parte del SEN. Durante el análisis de conexión del usuario al SEN, el CENACE podrá definir la rampa máxima del centro de carga durante sus ciclos de operación para preservar la confiabilidad del SEN.

Al estar intrínsecamente relacionada la frecuencia y la tensión, se puede observar que al igual que sucede con la tensión, los valores de cumplimiento proporcionados por el código son muy semejantes a los valores empleados en la Guía de uso interno de la CFE L0000-70 "Calidad de la energía: Características y límites de las perturbaciones de los parámetros de la energía eléctrica", donde, la baja o alta frecuencia son consideradas variaciones de larga duración y la ventana de medición aplicable es de 10 minutos.

La L0000-70 menciona que las variaciones de frecuencia admisibles para los clientes van del +/- 0.5%, excepto para el sistema de Baja California Sur donde la variación aceptada es de +/-0.8%.

En cualquier instante la frecuencia depende del balance entre la oferta y la de demanda de energía:

1. Si la generación es mayor que el consumo aumenta la frecuencia
2. Si la generación es menor que el consumo disminuye la frecuencia

Continuamente se producen pequeños e instantáneos cambios de frecuencia en el sistema debido a la conmutación de cargas, estos cambios se deben al cambio de fase en los voltajes como resultado del cambio de corriente que fluye a través de la impedancia del sistema, es necesario recordar que la frecuencia es la tasa de cambio del ángulo de fase, éstas variaciones son menores; las que van fuera de los límites aceptables del sistema son causadas por la desconexión de una gran carga o de una gran fuente de generación.

2.2.3. Requerimiento Técnico 3. Corto circuito

El Manual de Conexión establece que:

El CENACE es el organismo responsable de;

1. Tasar y notificar a los centros de carga que quieran conectarse en alta tensión
    1.1. Corriente de corto circuito máxima y mínima
    1.2. Corriente trifásica y monofásica en el punto de conexión

2. Publicar anualmente y durante los últimos tres meses del año
    2.1. Valores de corto circuito en los puntos de conexión para la red de alta tensión, con perspectiva de 3 años en base al PRODESEN publicado por la SENER. Dichos niveles se deben estimar para dimensionamiento de equipo eléctrico y coordinación de protecciones.

El distribuidor será el responsable de:

1. Tasar y notificar a los centros de carga a conectarse en media tensión
    1.1. Corriente de corto circuito máxima y mínima
    1.2. Corriente trifásica y monofásica en el punto de conexión
2. Publicar anualmente y como límite máximo 60 días después de que el CENACE haya publicado su información respectiva
    2.1. Valores de corto circuito en los puntos de conexión para la red de media tensión, con una perspectiva de 3 años en base al PRODESEN publicado por la SENER. Dichos niveles se deben calcular tanto para dimensionar equipo eléctrico como para coordinar protecciones.

La información deberá ser entregada a todo centro de carga que se conecte a la RNT o a las RGD. Lo anterior con el fin de ajustar o parametrizar las protecciones del centro de carga, dimensionar el equipo eléctrico y hacer el cálculo de impedancia relativa del punto de conexión. En las figuras 2.5. y 2.6., se ejemplifica la información proporcionada por las diferentes dependencias para realizar los cálculos necesarios en cada centro de carga.

Valores de corto circuito de media tensión en las RGD, correspondientes al año 2025
División de Distribución Baja California

Número	División	Zona	Acrónimo	Subestación	Banco	Tensión AT (kV)	Tensión MT (kV)	Capacidad en MVA	Corriente de corto circuito (kA) y relación X/R							
									Nivel de CC mínimo 2023				Nivel de CC máximo 2023			
									3F	X/R	1/F	X/R	3F	X/R	1/F	X/R
1	Baja California	Constitución	07-VIZ-115	VIZCAINO	07-VIZ-115-1	115	34.5	9.375	0.77	11.56	0.9	12.73	1.01	17.69	1.11	18.25

Figura 2.1. Ejemplo de niveles de cortocircuito de la Red de Distribución.

Nota: Información obtenida del documento "Valores de corto circuito de las RGD" publicada anualmente por el CENACE

Niveles de corto circuito de la Red Nacional de Transmisión Gerencia de Control Regional Central										
Subestación Eléctrica	Acrónimo	Tensión (kV)	Corriente de corto circuito (kA) e impedancia de Thévenin secuencias positiva y cero (Ω)							
			NCC mínimo 2025				NCC máximo 2025			
			3F	1F	ZTH(+)	ZTH(0)	3F	1F	ZTH(+)	ZTH(0)
ACEROS CAMESA	ACM-85	85.0	16.84	5.98	0.538+j2.864	2.007+j18.699	20.17	7.83	0.425+j2.643	2.429+j15.140

Figura 2.2. Ejemplo de niveles de cortocircuito de la Red de Transmisión

Nota: Información obtenida del documento "Niveles de corto circuito de la RNT" publicada anualmente por el CENACE

2.2.4. Requerimiento Técnico 4. Factor de potencia

En funcionamiento normal, los centros de carga conectados:

En niveles de tensión media con demanda contratada mayor o igual a 1 MW.

En niveles de tensión alta

Deberán:

1. Mantener:
    1.1. Un factor de potencia entre 0.95 en atraso y 1.0 en el punto de conexión con vigencia hasta el 8 de abril de 2026
    1.2. Un factor de potencia entre 0.97 en atraso y 1.0 en el punto de conexión a partir del 9 de abril de 2026
2. Medición cinco-minutal conforme a la NOM-001-CRE/SCFI-2019 vigente o normativa que la sustituya
3. Cumplir con los requerimientos antes citados al menos 95% del tiempo durante un mes

Este requerimiento puede parecer contradictorio a lo expresado en las tarifas eléctricas donde solo basta tener un factor de potencia mayor al 0.9 para recibir una bonificación por parte del suministrador.

2.2.5. Requerimiento Técnico 5. Protecciones

En ausencia de alguna NOM o especificación técnica aprobada por la CRE, todos los esquemas de protección implementados en los puntos de conexión deberán cumplir con las formalidades estipuladas en el manual de conexión.

El transportista y/o distribuidor debe examinar la adecuada coordinación de protecciones de los centros de carga, así como, los tiempos máximos para la liberación de fallas de acuerdo con:

1. Identificación de fallas internas y externas en la red del usuario
2. Actuación de tensión, baja (27) y alta (59)
3. Actuación de frecuencia, baja (81U) y alta (81O)
4. Actuación ante sobrecarga de circuitos
5. Actuación ante sobrecarga de transformadores
6. Actuación de protecciones de respaldo

El centro de carga deberá proveer los dispositivos necesarios para Esquemas de Acción Remedial (EAR) y Esquemas de Protección del Sistema (EPS).

Cualquier modificación que el centro de carga desee realizar a su esquema de protección en el punto de conexión, deberá avisar con antelación de conformidad con el manual regulatorio de coordinación operativa que forma parte del código.

Es importante hacer notar que el centro de carga debe estar preparado para operar el esquema de protecciones adecuadamente, en los requerimientos técnicos de los puntos 1 y 2 se habla de períodos de desconexión de 30 o 20 minutos dependiendo de las condiciones del sistema, la infraestructura del centro de carga debe adecuarse con el equipo primario para prever estas desconexiones del sistema.

2.2.6. Requerimiento Técnico 6. Control

CENACE establecerá los protocolos de despacho de los Recursos de Demanda Controlable (RDC). El centro de carga deberá adaptar su infraestructura para recibir órdenes de los centros de control, en concordancia con el manual de TIC.

2.2.7. Requerimiento Técnico 7. Intercambio de información

El Manual de TIC (Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones) para el SEN y el MEM publicado en diciembre 4 de 2017 en el DOF, o normativa que lo sustituya; definirá para los centros de carga:

1. Datos de telemetría directos en tiempo real y sus particularidades
2. Características de protocolos de comunicación para transmisión y recepción de datos
3. Particularidades de dispositivos y vías de comunicación solicitadas para la transmisión de datos de telemetría en tiempo real hacia el CENACE
4. Responsabilidades de mantenimiento y modernización de los equipos

Y para los transportistas y/o distribuidores definirá:

1. Los medios para la entrega de información hacia CENACE referente a calidad de la potencia de los sistemas de medición de los cuales es responsable, de acuerdo con los formatos previamente establecidos.

2.2.8. Requerimiento Técnico 8. Calidad de la Potencia

Es compromiso de los centros de carga conectados en media tensión con demanda contratada igual o superior a 1 MW y los centros de carga conectados en alta tensión, asegurar que en el punto de conexión no exista cualquiera de las condiciones enumeradas a continuación:

2.2.8.1. Distorsión armónica en corriente

De acuerdo con el estándar IEEE 1159-2009, la distorsión de la forma de onda se define como: la variación en estado estacionario de una onda sinusoidal a frecuencia ideal determinada por el contenido espectral de la variación.
Existen cinco tipos principales de distorsión de forma de onda:

1. DC Offset
2. Armónicos
3. Inter armónicos
4. Notching
5. Ruido

Los armónicos son voltajes o corrientes sinusoidales que contienen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia a la que está diseñado para operar el sistema (frecuencia fundamental: 50 Hz o 60 Hz). La combinación entre el voltaje o la corriente fundamental con los armónicos produce la distorsión de la forma de onda, en la figura 2.3, se puede observar la forma de onda de una señal de corriente con contenido armónico, esta señal distorsionada se compone de la señal fundamental más la señal, en este caso de tercer armónico, lo cual da como resultado, una señal distorsionada.

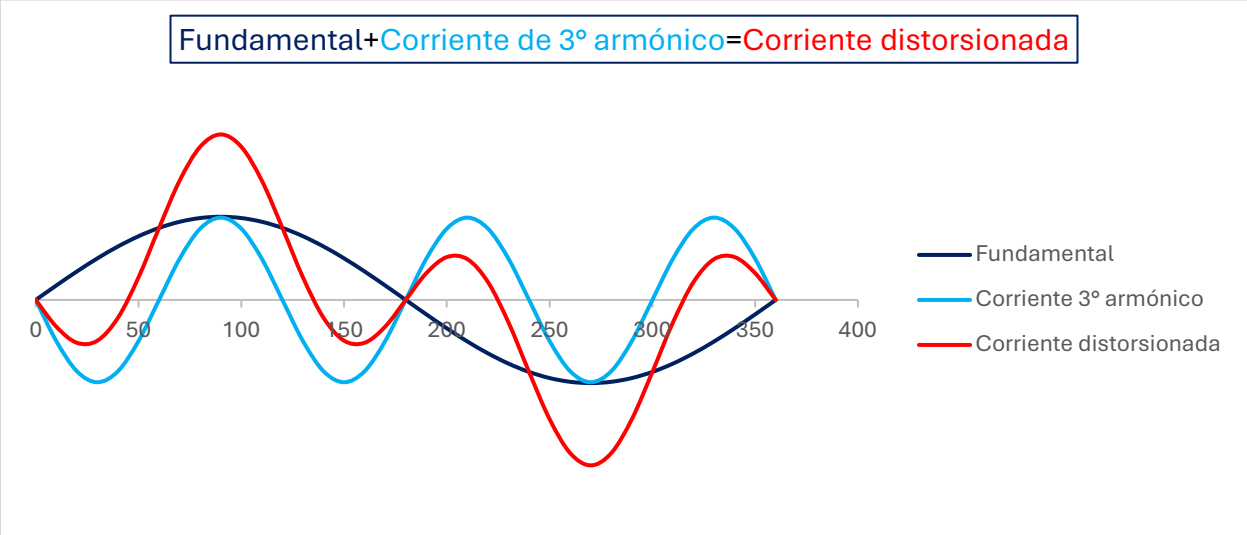


Figura 2.3. Forma de onda de una señal armónica

Los armónicos son generados por la electrónica de potencia cuando las señales de entrada a los circuitos son rectificadas y a su vez, esos mismos armónicos dañan los componentes electrónicos que forman parte del sistema. Estos dispositivos y cargas, habitualmente se pueden moldear como fuentes de corriente que introducen corrientes armónicas al sistema de potencia.

Las corrientes armónicas son la resultante de un comportamiento normal de dispositivos no lineales en el sistema eléctrico.

Las razones para cumplir con el requerimiento técnico de distorsión de armónicos no solo son por cumplir con el código, deben ser también por temas de seguridad ya que en ocasiones los armónicos se van por los neutros de los circuitos con el riesgo de provocar un choque eléctrico, adicionalmente controlar los armónicos permite una operación eficiente y económica.
Los centros de carga deben cumplir con los valores máximos y mínimos establecidos en el punto de conexión de acuerdo con:

1. Valor de tensión al que se conectan
2. Valor de impedancia relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L), donde:
   I_{cc} es la corriente máxima de corto circuito,
   I_L es la corriente máxima de carga (corriente de línea a una frecuencia), la cual será el valor promedio de la corriente máxima requerida por el centro de carga en los 12 meses anteriores, registrados cada mes o cada dos meses.
   En caso contrario, se podrá tomar como parámetro la corriente nominal de las unidades de transformación del centro de carga, verificando que el TC de medición esté dimensionado correctamente para medición y no para protección (en TCs multirelación existen devanados de un mismo TC para fines de medición y otros de protección) y que esté acorde con la demanda contratada, la cual aparece en el recibo de cobro del suministrador.

Conforme lo estipula 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 que se considerará para la evaluación de cada componente armónica individual (I_h) será el percentil 95 de los registros de una semana o 7 días naturales, del período de agregación de 10 minutos, el cual se expresa en porcentaje de I_L.
Las magnitudes y ángulos de fase de cada componente armónico individual del espectro armónico completo parametrizan los niveles de distorsión armónica.
De igual forma, es habitual utilizar una única cantidad, la distorsión armónica total (DAT), como medida de la magnitud de la distorsión armónica. Esta medida a menudo puede resultar engañosa, por ejemplo, muchos variadores de velocidad ajustable mostrarán altos valores DAT para la corriente de entrada cuando operan con cargas muy ligeras, esto no es significativo porque el valor eficaz total de la corriente armónica es bajo, aunque su DAT sea relativamente alta.

Derivado de lo anterior, el estándar IEEE 519-1992 define otro término, el de distorsión armónica total de demanda, es igual al concepto anterior, con la diferencia que la distorsión se expresa como un porcentaje de la corriente de carga seleccionada, como la demanda máxima, en lugar de como un porcentaje del valor eficaz de la corriente fundamental.

La Distorsión Armónica Total de Demanda, debe ser calculada para cada registro de la medición de agregación de 10 minutos y debe mantenerse por debajo de los valores indicados en las tablas al menos el 95% del tiempo durante una semana, el valor se expresa en porcentaje de acuerdo con:

$$\%\text{DATD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} \mathrm{I}_h^2}}{\mathrm{I}_L} * 100$$

Los límites de distorsión armónica máximos permisibles son:

Tabla 2.5. Margen permisible de distorsión armónica en corriente para tensiones menores o iguales a 69 kV

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (Icc/IL)	Límites para componentes armónicas de orden (h) impar en porcentaje de IL (%)					Distorsión Armónica Total de Demanda (%DATD)
	2<h<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h<50	
$Icc/I_L < 20$	4	2	1.5	0.6	0.3	5
$20 = Icc/I_L < 50$	7	3.5	2.5	1	0.5	8
$50 = Icc/I_L < 100$	10	4.5	4	1.5	0.7	12
$100 = Icc/I_L < 1000$	12	5.5	5	2	1	15
$Icc/I_L \geq 1000$	15	7	6	2.5	1.4	20

Nota: Página 1081 del código 2.0, RES/550/2021

Tabla 2.6. Margen permisible de distorsión armónica en corriente para tensiones mayores de 69 kV a 161 kV

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (Icc/IL)	Límites para componentes armónicas de orden (h) impar en porcentaje de IL (%)					Distorsión Armónica Total de Demanda (%DATD)
	2≤h<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h<50	
$Icc/I_L < 20$	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
$20 = Icc/I_L < 50$	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4
$50 = Icc/I_L < 100$	5	2.25	2	0.75	0.35	6
$100 = Icc/I_L < 1000$	6	2.75	2.5	1	0.5	7.5
$Icc/I_L \geq 1000$	7.5	3.5	3	1.25	0.7	10

Nota: Página 1082 del código 2.0, RES/550/2021

Tabla 2.7. Margen permisible de distorsión armónica en corriente para tensiones mayores a 161 kV

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (Icc/I_L)	Límites para componentes armónicas de orden (h) impar en porcentaje de IL (%)					Distorsión Armónica Total de Demanda (%DATD)
	2≤h<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h<50	
$Icc/I_L < 25$	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
$25 = Icc/I_L < 50$	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
$Icc/I_L \geq 50$	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Nota: Página 1082 del código 2.0, RES/550/2021

Los límites de las componentes armónicas de orden par son 25% menores a los correspondientes a las armónicas de orden impar.

Los valores anteriores deben ser considerados para el caso más perjudicial de una operación normal del sistema.

Para el caso específico de hornos de arco eléctrico, que toman un tiempo máximo de un minuto para su arranque, es permisible exceder los límites en un 50%. De igual manera, para el mismo caso de los hornos de arco eléctrico, durante la operación de éstos se permite que el valor para la componente armónica de segundo orden sea igual al valor fijado para las componentes armónicas de orden impar en el intervalo 2≤h<11, según corresponda.

Quedan prohibidas las corrientes de carga con componentes de corriente directa en el punto de conexión.

Se pueden encontrar éstas mismas tablas en el estándar IEEE-519-2014.

2.2.8.2. Desbalances de tensión y corriente

Se pueden presentar en sistemas trifásicos por alguna de las siguientes causas:

1. Asimetría en la distribución de cargas por fase
2. Conexión de cargas monofásicas o bifásicas
3. Actuación de sistemas de protección monofásicos o bancos de capacitores
4. Asimetría en la distribución de las fases en las instalaciones del centro de carga

Los desbalances de tensión y corriente afectan la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico y producen:

1. Sobrecalentamiento y vibración indeseable en máquinas eléctricas rotatorias
2. Sobrecalentamiento en transformadores y conductores
3. Aminoran la vida útil de los dispositivos electrónicos
4. Acrecentan las pérdidas por efecto Joule en los sistemas de transmisión y distribución
5. Perjudican la operación de sistemas de protección

Definición de desbalance de tensión en sistemas trifásicos (V_{desb}): 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, en resumen:

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

Conforme lo estipula 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, en los puntos de conexión el desbalance de tensión debe restringirse a 2% considerando el desbalance de secuencia negativa, valor que resulta del período de agregación de 10 minutos .

El percentil 95 de los registros de la medición de una semana o 7 días naturales, no deberá superar el límite establecido.

Para los centros de carga en media tensión con demanda contratada menor a 1 MW, el desbalance de tensión puede ser calculado, considerando los valores del período de agregación de 10 minutos, de la siguiente manera:

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

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

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

Definición de desbalance de corriente en sistemas trifásicos (I_{desb}): 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, en resumen:

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

Conforme lo estipula 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 desbalance de corriente en los puntos de conexión debe sujetarse a 15% considerando el desbalance de secuencia negativa valor que resulta del período de agregación de 10 minutos

El percentil 95 de los registros de medición durante una semana o 7 días naturales, no deberá superar el límite establecido.

Para los centros de carga en media tensión con demanda contratada menor a 1 MW, el desbalance de corriente puede ser calculado, considerando los valores del período de agregación de 10 minutos, de la siguiente manera:

$$\%I_{desb} = \frac{Máximo\ (|I_{prom} - I_{AB}|, |I_{prom} - I_{BC}|, |I_{prom} - I_{CA}|)}{I_{prom}}$$

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

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

2.2.9. Fluctuaciones de tensión (parpadeo o flicker) causadas al interior de las instalaciones del Centro de Carga

Las fluctuaciones de tensión, también conocidas como parpadeo o flicker, son oscilaciones en el nivel de tensión debidas a la operación de cargas cíclicas o por oscilaciones inter-armónicas; pueden suceder, por ejemplo, al arrancar motores o por hornos de arco eléctrico, cableado mal hecho o conexiones flojas.

El flicker es un punto débil del circuito donde la cantidad de energía demandada es igual a lo instalado.

La fluctuación de tensión, en los puntos de conexión debe limitarse de acuerdo con los valores mencionados en la tabla 2.8:

Tabla 2.8. Margen permisible de variaciones de tensión

Indicador	Límite
Pst	≤ 1
Plt	≤ 0.8

Nota: Página 1082 del código 2.0, RES/550/2021

Pst – Indicador de variación de tensión de corto plazo

Expresa la severidad de la fluctuación durante un período de 10 minutos

Pst=1 es el umbral de irritablidad

Plt – Indicador de variación de tensión de largo plazo

Expresa la severidad de la fluctuación durante un período de 2 horas, emplea valores sucesivos de Pst

Los valores Pst y Plt serán monitoreados y medidos conforme a la NOM-001 CRE/SCFI-2019 vigente o la NMX-J-610-4-30-ANCE-2018 Clase A o IEC 61000-4-30 Clase A.

El percentil 95 de los registros semanales (o 7 días naturales) será el valor por considerar para la evaluación de cada indicador.

Si el transportista o distribuidor observa indicios de incumplimiento, deberá notificar al CENACE para que sean ellos quienes determinen cual es la fuente de dicha fluctuación, de acuerdo con la formula establecida en la sección 7 del estándar IEC-61000-3-7 referente a la regla de la sumatoria de fuente; por su parte el centro de carga deberá seguir las instrucciones pertinentes, o será sancionado de acuerdo con la normativa vigente.

En resumen, la totalidad de requerimientos del código aplicables a centros de carga son:

$$\text{Requerimientos de Código de Red} \begin{cases} 1.\ \text{Tensión} \\ 2.\ \text{Frecuencia} \\ 3.\ \text{Corto circuito} \\ 4.\ \text{Factor de potencia} \\ 5.\ \text{Protecciones} \\ 6.\ \text{Control} \\ 7.\ \text{Intercambio de información} \\ 8.\ \text{Calidad de la potencia} \begin{cases} a.\ \text{Distorsión armónica en corriente} \\ b.\ \text{Desbalance de voltaje y corriente} \\ c.\ \text{Flicker} \end{cases} \end{cases}$$

Se destacan de manera específica los referentes a calidad de la potencia.

Para algunos requerimientos se especifica la condición "funcionamiento normal" y "condición distinta al funcionamiento normal".

De acuerdo con las Reglas del Despacho del SEN, se considera un estado operativo normal o funcionamiento normal del SEN:

El estado en el cual, el sistema eléctrico se opera con suficientes márgenes de reserva en generación, transmisión y transformación para, cumplir con el criterio de seguridad, es decir, el sistema es capaz de soportar la contingencia sencilla más severa sin violar los limites operativos en el post disturbio.

Se entienden como condiciones distintas al estado operativo normal o distintas al funcionamiento normal, un estado operativo en alerta y un estado operativo en emergencia.

Un estado operativo en alerta funciona sin violar los límites operativos y con margen de reserva tal que la existencia de una contingencia sencilla puede provocar la violación de los limites operativos en post disturbio sin segregar carga y con el sistema integrado.

Un estado operativo en emergencia, opera violando los límites operativos y con margen de reserva tal que la existencia de una contingencia sencilla puede causar la separación de carga y/o descomposición del sistema.

2.3. Aspectos no regulados en el código de red

En general, el código no regula aspectos como:

1. Requerimientos técnicos de centros de carga en baja tensión, recordando que niveles de tensión menores a 1 kV son considerados baja tensión

2. Gestión administrativa para conexión e interconexión al SEN, es decir, no se mencionan procesos o pasos a seguir ni tiempos de espera de estos.
3. Tarifas eléctricas
4. Opiniones de la Industria eléctrica en la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)
5. Especificaciones técnicas para el diseño de protecciones

Ambas versiones del código, tanto la resolución RES/151/2016 como RES/550/2021, son complementarias, sin embargo, un cambio sustancial que se observa de un documento a otro es el tema que se ocupa, paso de ser calidad de la energía a calidad de la potencia.

Capítulo 3. Capacidades del medidor SEL-735 para observación de parámetros de calidad de la potencia en centros de carga

3.1. Conociendo el medidor SEL-735

La importancia de saber dónde y que medir.

Corresponde a los centros de carga el control físico de las instalaciones a su cargo, supervisar las variables eléctricas de la parte del SEN en el punto donde está conectado, para ello, la ley exige implementar un esquema de protección, control y medición (esquema PCyM).

Refiriéndose en lo particular a la medición; para aplicar este esquema PCyM, entre otras cosas, es relevante que el centro de carga considere colocar un medidor fijo en el punto de conexión, para monitorear de manera constante los parámetros especificados en el código; por normativa este medidor debe ser Clase A .

El equipo SEL-735 cumple con el estándar IEC 61000-4-30:2015 Clase A, lo cual lo convierta en una excelente opción para aplicaciones de monitorización de parámetros de calidad de la potencia requeridos por el código.

Algo implícito al colocar el medidor y que suele darse por entendido, es considerar la adecuada sincronización de tiempo de éste, para cumplir de manera precisa con los tiempos o intervalos de agregación disponibles en el medidor, dicho lo anterior, será necesario incluir un reloj gps dentro del esquema.

El equipo SEL tiene una amplia gama de aplicaciones disponibles para monitorización de calidad de la potencia, de acuerdo con, las necesidades particulares de cada centro de carga.

Existen tres versiones diferentes del medidor SEL-735 [23]:

1. Básica
2. Intermedia
3. Avanzada

En lo referente a parámetros de calidad de la potencia, sea que estos se incluyan o no en el código, se pueden encontrar las siguientes diferencias entre uno y otro modelo, la tabla 3.1. muestra el resumen:

Tabla 3.1. Parámetros de calidad de la potencia de acuerdo con el modelo de medidor SEL-735

Requerimiento IEC 61000-4-30	SEL-735 Básico PQ	SEL-735 Intermedio PQ	SEL-735 Avanzado PQ
General			
Agregación: 150/180 ciclos, 10 minutos	*	A	A
Agregación: 2 horas	*	A	A
Incertidumbre del tiempo real	A	A	A
Parámetros de calidad de la potencia			
Frecuencia	A	A	A
Magnitud de fuente de voltaje	A	A	A
Flicker	*	A (Actualización: 10 min, 2 hr)	A (Actualización: 1 min, 10 min, 2 hr)
Interrupciones, dips y swell de voltaje	A	A	A
Desbalance de voltaje	A	A	A
Armónicos de voltaje	A	A	A
Inter-armónicos de voltaje	*	*	A
Magnitud de corriente	A	A	A
Armónicos de corriente	A	A	A
Inter-armónicos de corriente	*	*	A
Desbalance de corriente	A	A	A

Nota: Página 3 del Data sheet SEL-735 Power quality and revenue meter

A – En la tabla anterior, la letra “A” hace referencia al cumplimiento de IEC 61000-4-30:2015 Clase A

* - En la tabla anterior, el símbolo “*” hace referencia a que no se encuentra disponible esa función

De lo anterior se observa que, para centros de carga conectados en media tensión con demanda contratada menor a 1 MW, todos los modelos satisfacen los requerimientos solicitados por el

código, sin embargo, para centros de carga conectados en media tensión con demanda contratada mayor a 1 MW y centros de carga conectados en alta tensión, únicamente los modelos intermedio y avanzado dan cumplimiento a los requerimientos solicitados por el código citado.

Entendiendo lo anterior, dependerá de las necesidades particulares de cada centro de carga la inversión entre un modelo básico, intermedio o avanzado.

En resumen, la tabla 3.2. muestra el parámetro de calidad de la potencia requerido por el código para cada centro de carga y el modelo de medidor aceptable en cada caso; mientras la tabla 3.3. presenta otros aspectos relevantes del medidor:

Tabla 3.2. Modelo de medidor SEL-735 sugerido por tipo de centro de carga y parámetros que satisface

Parámetro requerido	Media tensión Demanda < 1 MW	Media tensión Demanda > 1 MW	Alta tensión
Tensión	Básico Intermedio Avanzado	Básico Intermedio Avanzado	Básico Intermedio Avanzado
Frecuencia	Básico Intermedio Avanzado	Básico Intermedio Avanzado	Básico Intermedio Avanzado
Factor de potencia	Básico Intermedio Avanzado	Básico Intermedio Avanzado	Básico Intermedio Avanzado
Distorsión armónica de corriente	NA	Básico Intermedio Avanzado	Básico Intermedio Avanzado
Desbalance de tensión	Básico Intermedio Avanzado	Básico Intermedio Avanzado	Básico Intermedio Avanzado
Desbalance de corriente	Básico Intermedio Avanzado	Básico Intermedio Avanzado	Básico Intermedio Avanzado
Flicker	NA	Intermedio *** Actualización disponible de 10 minutos y 2 horas Avanzado *** Actualización disponible de 1 minuto, 10 minutos y 2 horas	Intermedio *** Actualización disponible de 10 minutos y 2 horas Avanzado *** Actualización disponible de 1 minuto, 10 minutos y 2 horas
Medidor aceptable	Básico	Intermedio Avanzado	Intermedio Avanzado

Nota: Página 3 del Data sheet SEL-735 Power quality and revenue meter

Tabla 3.3. Parámetros no requeridos por el código de red, pero, relevantes para el centro de carga

Parámetro requerido	SEL-735 Básico PQ	SEL-735 Intermedio PQ	SEL-735 Avanzado PQ
Memoria	128 MB	256 MB	1 GB
Armónicos de voltaje / corriente	Armónico 15	Armónico 63	Armónico 63
Inter armónicos	No incluido	No incluido	Incluido
Ángulos de armónicos	No incluido	No incluido	Incluido
Armónicos de potencia	No incluido	No incluido	Incluido
Muestras por ciclo	16	16, 128	16, 128, 512
Grabadoras de perfil de carga x canales	1 grabadora x 16 canales	12 grabadoras x 16 canales	32 grabadoras x 16 canales
Tasa de adquisición	1-120 minutos	3-59 segundos, 1-120minutos	3-59 segundos, 1-120minutos
Vista de oscilografía de onda	No incluido	No incluido	Incluido

Nota: Extracto de la página 2 del Data sheet SEL-735 Power quality and revenue meter

El medidor SEL-735, admite diferentes opciones de conexión de las señales de corrientes y potenciales:

1. Forma 9 (4 hilos-estrella), cumple con Blondel
2. Forma 5 (3 hilos-delta), no cumple con Blondel
3. Forma 36 (3 hilos-estrella), cumple con Blondel

Variantes inferiores a 600 V_{LL} (347 V_{LN}) que no requieren TP.

El teorema de Blondel establece que un circuito puede analizarse con precisión con un canal de tensión / intensidad menos que el número de conductores o hilos que lo constituye.

Este teorema se fundamenta en los principios eléctricos que especifican que la suma vectorial de los potenciales o intensidades de los conductores es siempre cero.

Así, el potencial o la intensidad no medida de un conductor puede calcularse con precisión a partir de los potenciales o intensidades de las fases medidas.

Hay que decir que si un medidor cumple con Blondel significa que medirá correctamente en cualquier condición siempre que se instale correctamente.

Sin embargo, no es necesario que un medidor sea compatible con Blondel (como en este caso, cuando la conexión es en tres hilos en delta) para proporcionar mediciones precisas, en la industria a menudo se emplean medidores no compatibles con Blondel

1. Forma 9

Como se observa:

Los voltajes fase a fase se conectan a las terminales Z07, Z08 y Z09; el neutro va conectado a la terminal Z10, como se muestra en la figura 3.1.

Por otro lado, las corrientes se conectan a las terminales Z01-Z02, Z03-Z04 y Z05-Z06, como se muestra en la figura 3.1.

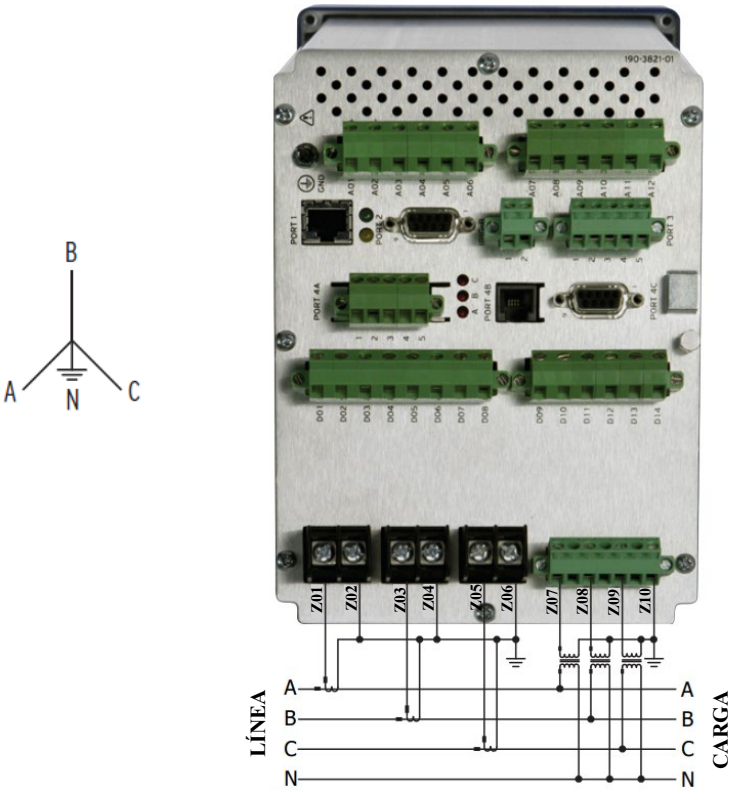


Figura 3.1. Conexión de potenciales y corrientes, forma 9

Nota: Imagen tomada de la página 2.11 en Instruction manual 20220601 SEL-735 Power quality and revenue meter

2. Forma 5

Como se observa:

Los voltajes fase a fase se conectan a las terminales Z07 y Z09; el neutro va conectado a las terminales Z08 y Z10, como se muestra en la figura 3.2.

Por otro lado, las corrientes se conectan a las terminales Z01-Z02 y Z05-Z06, como se muestra en la figura 3.2.

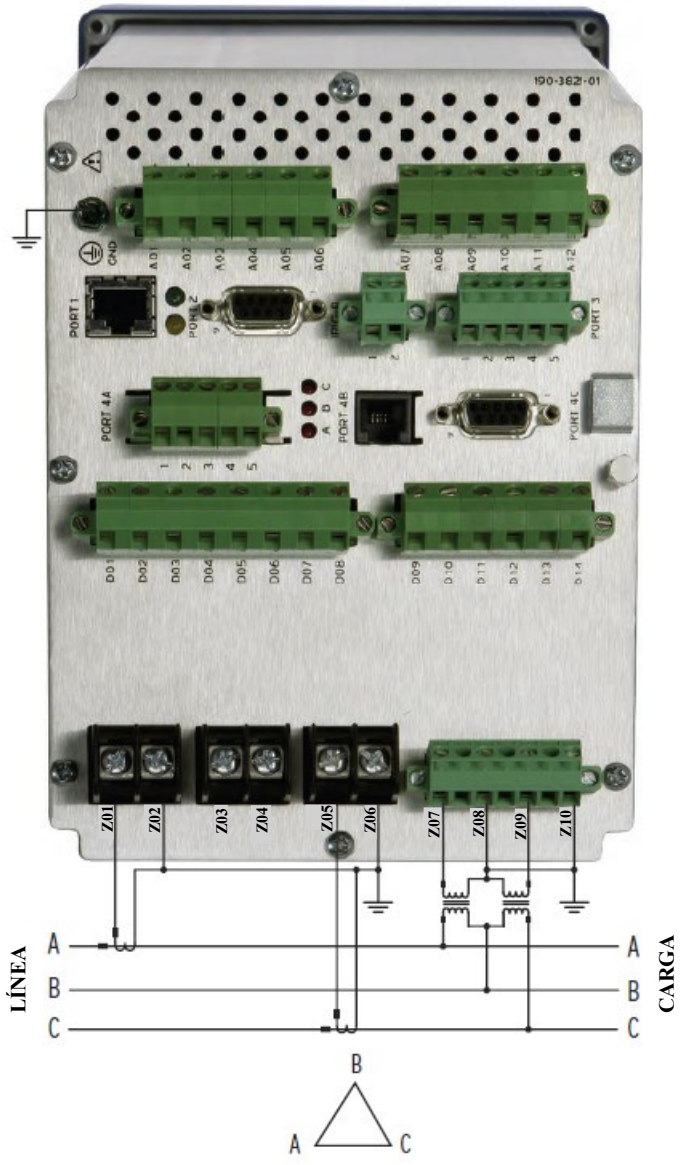


Figura 3.2. Conexión de potenciales y corrientes, forma 5

Nota: Imagen tomada de la página 2.10 el Instruction manual 20220601 SEL-735 Power quality and revenue meter

3. Forma 36

Como se observa:

Los voltajes fase a neutro se conectan a las terminales Z07 y Z09; el neutro va conectado a las terminales Z08 y Z10, como se muestra en las figuras 3.3. y 3.4.

Por otro lado, las corrientes se conectan a las terminales Z01-Z02, Z03-Z04 y Z05-Z06, como se muestra en las figuras 3.3. y 3.4.

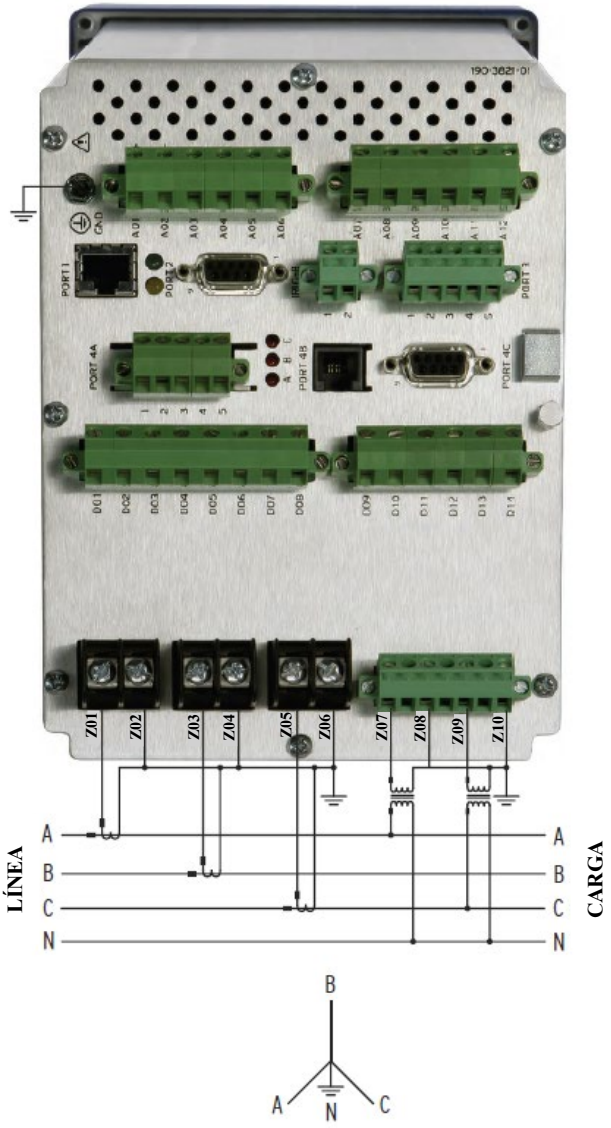


Figura 3.3. Conexión de potenciales y corrientes, forma 36

Nota: Imagen tomada de la página 2.12 el Instruction manual 20220601 SEL-735 Power quality and revenue meter

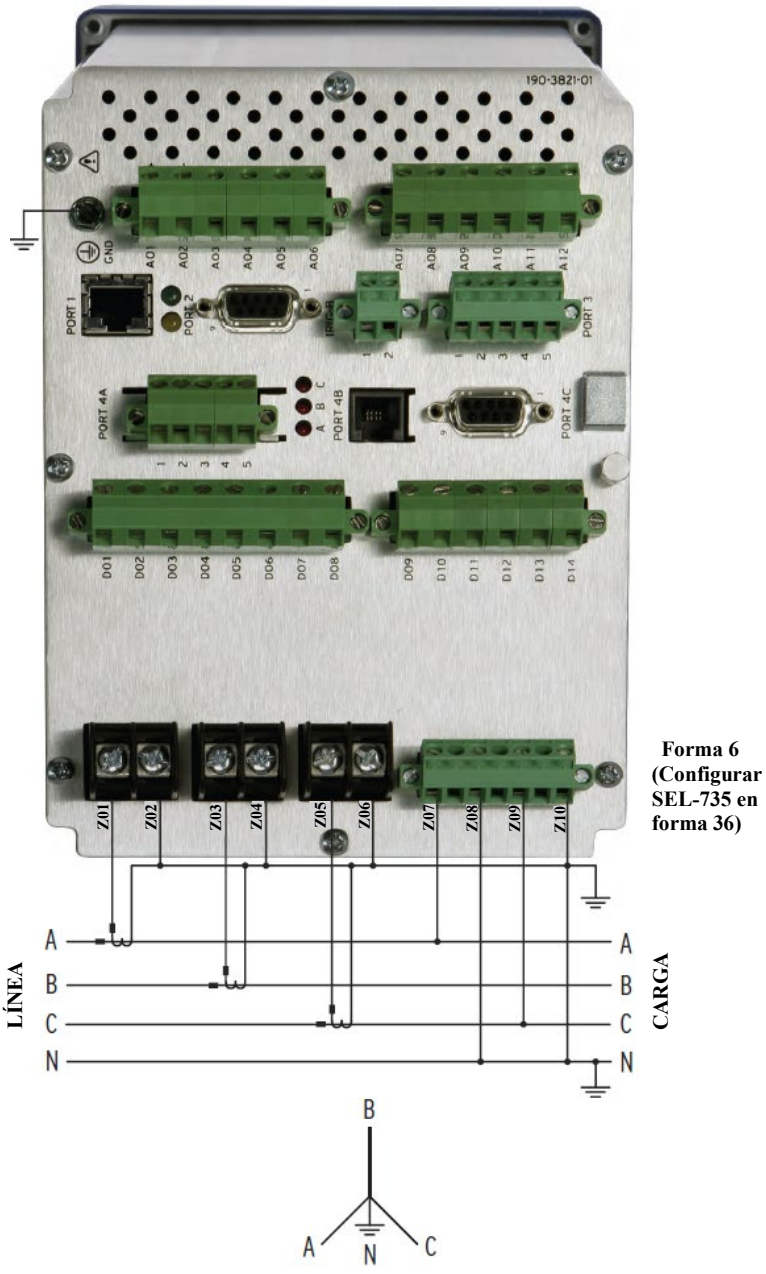


Figura 3.4. Conexión de potenciales y corrientes, forma 6

Nota: Imagen tomada de la página 2.13 el Instruction manual 20220601 SEL-735 Power quality and revenue meter

El arreglo solo considera dos TPs

Si el equipo es solicitado especificando un tipo de forma, ésta puede ser modificada accesando al segundo nivel del equipo (ACC password OTTER primer nivel, 2AC password TAIL segundo

nivel) y a través del comando FOR x donde x=5 (form 5), 9 (form 9) o 36 (form 36), como se muestra en la figura 3.5.

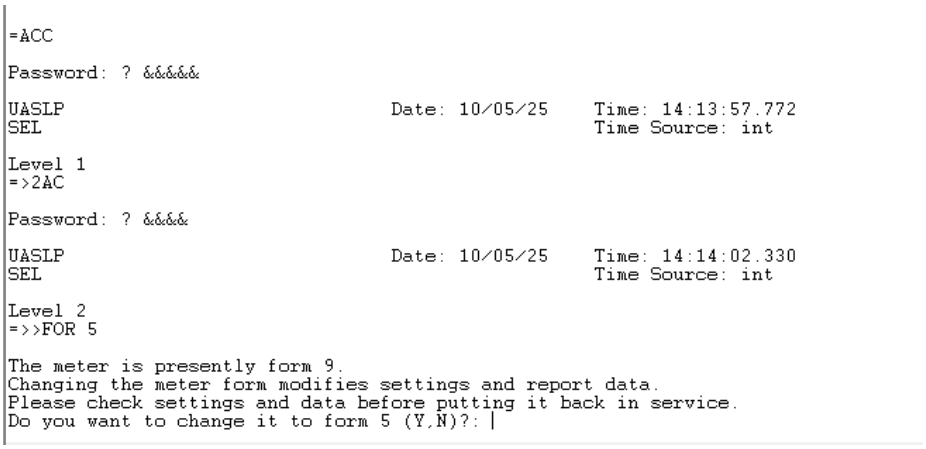


Figura 3.5. Cambio de forma de conexión de los TCs y TPs desde el software del SEL-735

Es importante entender que los centros de carga pueden tener una variedad de arreglos para conectar las señales de corriente y de voltaje; el arreglo más común es en estrella con neutro aterrizado (figura 3.1.), un hilo para cada fase y uno más para el neutro. Sin embargo, es posible encontrar otro tipo de conexiones como en delta (figura 3.2.) o en estrella con neutro aterrizado, pero, con señales de voltaje provenientes solo de dos fases (figura 3.3. o 3.4.).

Para todos los casos anteriores, es posible usar el medidor SEL-735, sólo es necesario identificar el arreglo con que se cuenta; como se menciona, en caso de haber solicitado una forma de conexión y requerir otra, solo se hará la conversión.

3.2. Grabadoras de perfil de carga

Una facultad del medidor SEL-735 que permite guardar evidencia de la monitorización realizada de las señales requeridas por el código o señales de interés propio para el centro de carga, son las grabadoras de perfil de carga identificadas como LD (Load Profile, perfil de carga en inglés)

La NOM-001-CRE/SCFI-2019, define un perfil de carga como: los valores de demanda correspondientes a todos los intervalos consecutivos del lapso especificado, para un periodo determinado.

Todos los modelos del medidor SEL-735 cuentan con grabadoras, varía la cantidad dependiendo el modelo. Se pueden grabar valores promedio (AVG, por sus siglas en inglés average), valores máximos (MAX, por sus siglas en inglés maximum), valores mínimos (MIN, por sus siglas en inglés minimum), valores obtenidos al final de un período configurado (EOI, por sus siglas en inglés end of interval) o la diferencia entre los valores al principio y al final de un período (COI, por sus siglas en inglés change over interval).

El período, como se observa en la figura 3.6. se configura en LDARn (donde n=1,2,3, etcétera y se refiere al número de grabadora), puede ir desde 3 a 59 segundos, hasta 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30 60 y 120 minutos. Lo recomendable es 10 minutos (en el medidor SEL-735 se expresa como 10M, donde M se refiere a minutos), sin embargo, depende que es lo que se quiera encontrar en el sistema. Para algunos parámetros como el factor de potencia, la NOM-001-CRE/SCFI-2019 dispone mediciones cinco-minutales mensuales.

Cada grabadora permite configurar hasta 16 parámetros diferentes, para todos ellos, aplicara el mismo período, tipo de valor y duración de la grabación.

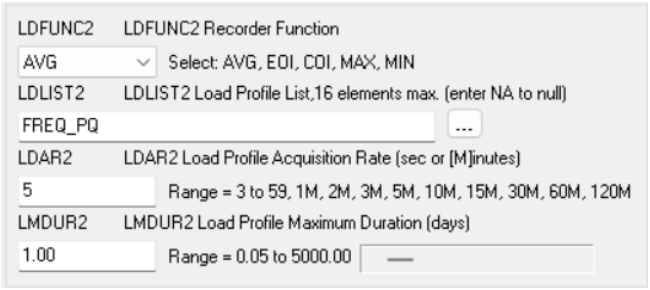


Figura 3.6. Configuración de grabadora número 2

Nota: Configuración hecha en software AcSELerator Quickset V.7.5.1.0 para medidor 0735VX20954EXXA4XX16101XX

El gráfico de la figura 3.7. muestra los valores promedio de frecuencia obtenidos durante una prueba de 2 minutos en un período configurado de 5 segundos.

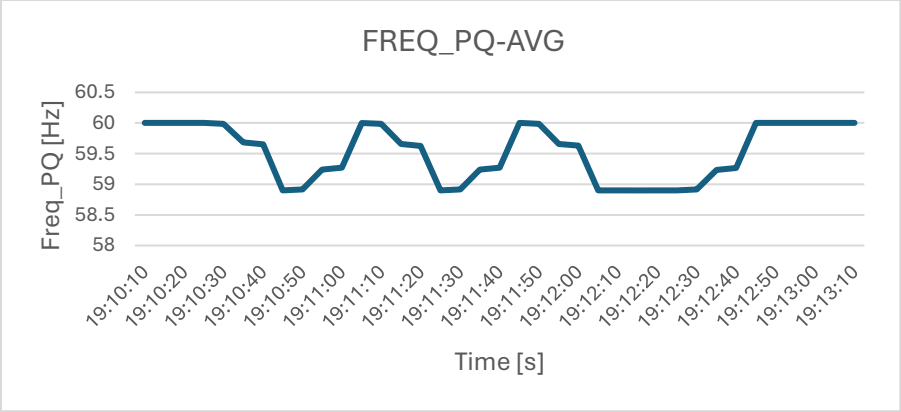


Figura 3.7. Gráfico de valores de frecuencia obtenidos en grabadora configurada con valores promedio (AVG)

3.3. Identificación de parámetros de calidad de la potencia en medidor SEL-735

3.3.1. Potenciales y corrientes

Todas las entradas de potenciales y corrientes de CA cuentan con las siguientes características:

3.3.1.1.Entradas de Potenciales CA

Categoría de medición: III

Rango máximo: 300 V_{L-N}, 520 V_{L-L} continuos

600 V_{L-N}, 1039 V_{L-L} por 10 segundos

La entrada de TP solo se ha evaluado para un máximo de 300 L-N VCA clasificación de entrada por UL.

Rango:

Ganancia: 28–300V_{L-N}, 48–520 V_{L-L} (28V a 277V)

Medición: 11–300 V_{L-N}, 19–520 V_{L-L}

Burden: 10 MΩ

La medición de los potenciales está directamente relacionada con la medición de la frecuencia, es primordial tener en cuenta que, sin una señal de potencial en el medidor, éste reportará el valor nominal de operación de la frecuencia.

Ejemplo, para un sistema que opera a una frecuencia de 60 Hz, si el medidor no detecta valores de potencial o si cuantifica un valor por debajo de los 11V, el SEL-735 reportara 60 Hz; esto puede resultar confuso, pero no lo es, si el medidor no cuenta con un valor de potencial que le permita calcular la frecuencia sencillamente expresara el valor al que debe operar.

Para el caso de los potenciales, el código manifiesta dos escenarios: en condiciones operativas normales y condiciones distintas al funcionamiento normal (estado operativo en alerta y estado operativo en emergencia), para cada caso establece valores y tiempos específicos de permanencia de conexión al sistema.

No es deber del medidor realizar la desconexión del centro de carga para el caso en que el sistema opere en condiciones distintas al funcionamiento normal, para ello existen las protecciones.

Lo que si puede hacer el medidor es registrar a través de las grabadoras, las eventualidades del sistema y contar con esa evidencia para: casos en que se presenten conflictos de interés entre el centro de carga y el suministrador, tener registros que permitan evaluar el impacto de estas condiciones al interior del centro de carga, entre muchas otras opciones.

3.3.1.2.Entradas de corriente CA

Categoría de medición: III

Rango máximo: 20 A continuos, por UL 61010
500 A por 1 segundo (térmico)
100 A por 25 segundos (térmico)

Rango:

Corriente Clase CL2/CL10/CL20, optimizado para precisión de gama baja

Ganancia: 0.010–22 A

Medición: 0.001–22 A continuos

Corriente Clase CL10/CL20, optimizado para registro de fallas de 100A

Ganancia: 0.050–22 A durante 25segundos

Medición: 0.005–22 A continuos
22–100 A simétrica (con saturación)

Burden: ≤0.5 VA

La configuración de VBASE define el voltaje inicial de fase a neutro aplicado a conexiones de forma 9 y forma 36, y voltaje entre fases aplicado a conexiones de forma 5.
Para las entradas de corriente y voltaje se procesan 512 muestras por ciclo, donde el intervalo de procesamiento es de medio ciclo.

3.3.2. Frecuencia

El equipo SEL-735 utiliza cuatro algoritmos diferentes para calcular cuatro diferentes señales analógicas.

1. Frecuencia fundamental, rango de actualización de ½ ciclo (FREQ)
2. Frecuencia promedio de calidad de la potencia, rango de actualización de cada 10 segundos (FREQ_PQ)
3. Frecuencia de sincrofasor, rango de actualización mínimo 1 por segundo a máximo 1 por ciclo.
4. Razón de cambio de frecuencia del sincrofasor, rango de actualización mínimo 1 por segundo a máximo 1 por ciclo.

Para los puntos 1, 2 y 3 la unidad especificada son los Hertz, para el punto 4 la unidad especificada es $1/s^2$
El equipo SEL-735 rastrea la frecuencia basándose en las entradas de voltaje con las siguientes condiciones:

1. Vx_FUND mayor que 11V, donde:
   x=A, B o C para los medidores de Forma 9 y 36, y
   x=AB, BC y CA, para los medidores Forma 5
2. La razón de cambio de la frecuencia fundamental es inferior a 0.9 Hz por segundo
3. El rango de reporte de la frecuencia está entre 40 y 70 Hz

Si la magnitud del voltaje y la razón de cambio de las condiciones del sistema no son conocidas, el medidor reporta la frecuencia nominal del sistema (50 o 60 Hz según aplique), ejemplo,

Si la frecuencia excede los límites de medición, por debajo de 40 Hz o por arriba de 70 Hz, el medidor se sujeta al límite más cercano.
En términos reales, si un sistema nominal de 50 Hz o 60 Hz opera fuera de los límites de 40 Hz a 60 Hz, es un sistema colapsado.
La señal analógica FREQ del SEL-735, se calcula midiendo el tiempo de ascenso a ascenso y descenso a descenso del cruce por cero, por lo cual, tiene un retraso de un ciclo, pero, se actualiza cada medio ciclo.

La cantidad analógica FREQ_PQ es un promedio de la cantidad analógica FREQ en 10 segundos.

Exactitud de la frecuencia:
FREQ_PQ: ±0.001 Hz
FREQ: ±0.01 Hz
FREQ_PMU: ±0.005 Hz a frecuencia estable
±0.001 Hz a frecuencia estable entre 59–61 Hz o 49–51 Hz

Respecto al requerimiento de frecuencia, el código establece valores límite de operación del centro de carga para dos condiciones distintas del sistema operativo: en funcionamiento normal y en condiciones distintas al funcionamiento normal (estado operativo en alerta y estado operativo en emergencia).
Es responsabilidad de las protecciones del centro de carga, operar de acuerdo con los valores y tiempos solicitados por el código, sin embargo, en el medidor se pueden configurar esos mismos valores y tiempos, con el objetivo de establecer una alarma (figura 3.8.) que notifique que se ha alcanzado algún valor inaceptable o guardar el registro de esta variación para evaluar el comportamiento interno del centro de carga durante este evento.
Este registro puede hacerse a través de las grabadoras de perfil de carga citadas con anterioridad, pueden usarse las variables FREQ y FREQ_PQ para su configuración. Posteriormente, los archivos pueden descargarse en 3 diferentes tipos de formato, graficarlos o enviarlos a otro software para su análisis y/o almacenamiento.

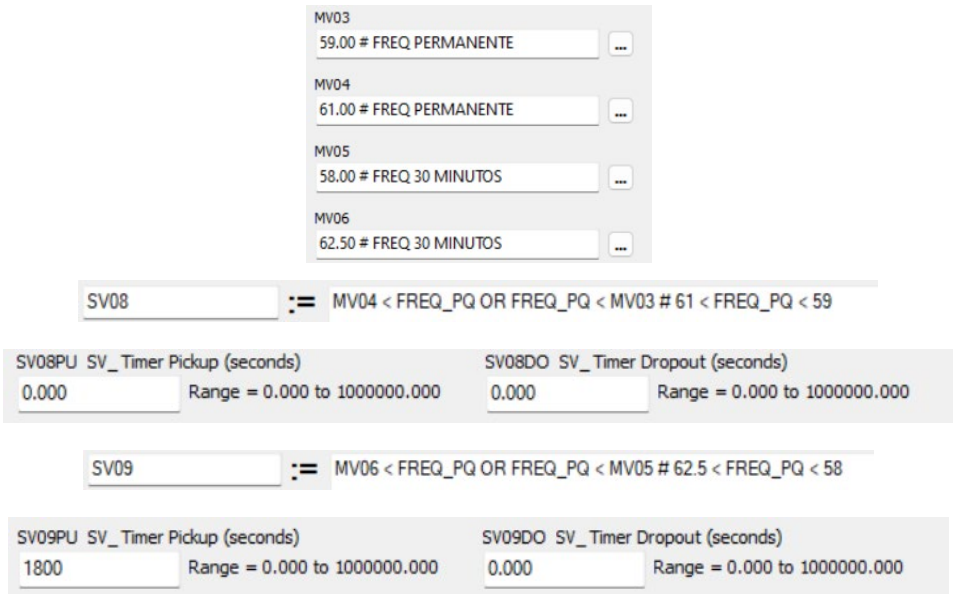
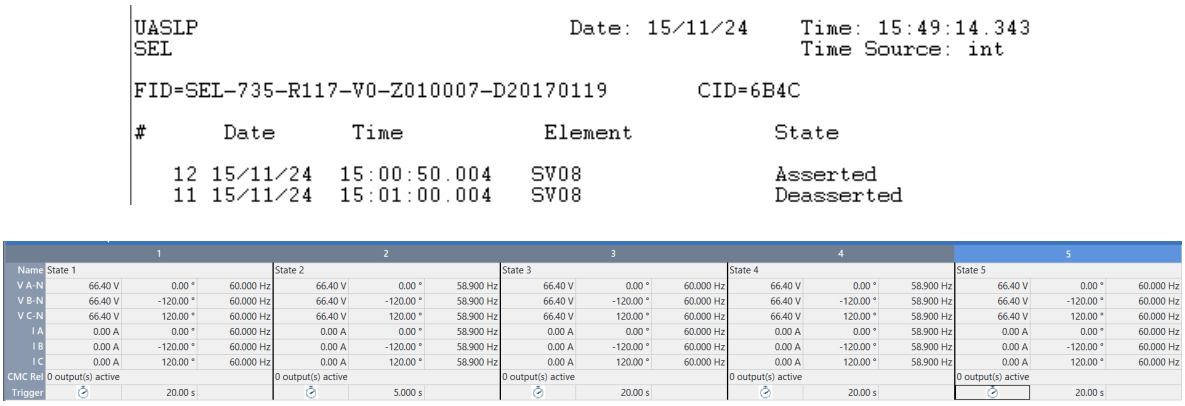


Figura 3.8. Configuración de valores de frecuencia límite aceptables para el código de red

Nota: Configuración hecha en software AcSELerator Quickset V.7.5.1.0 para medidor 0735VX20954EXXA4XX16101XX

Se puede comprobar la activación de la alarma a través de un equipo de prueba, como se observa en la figura 3.9.



```
UASLP                                  Date: 15/11/24    Time: 15:49:14.343
SEL                                                      Time Source: int

FID=SEL-735-R117-V0-Z010007-D20170119        CID=6B4C

#       Date       Time            Element            State

   12 15/11/24  15:00:50.004   SV08               Asserted
   11 15/11/24  15:01:00.004   SV08               Deasserted
```

	1			2			3			4			5		
Name	State 1			State 2			State 3			State 4			State 5		
V A-N	66.40 V	0.00 °	60.000 Hz	66.40 V	0.00 °	58.900 Hz	66.40 V	0.00 °	60.000 Hz	66.40 V	0.00 °	58.900 Hz	66.40 V	0.00 °	60.000 Hz
V B-N	66.40 V	-120.00 °	60.000 Hz	66.40 V	-120.00 °	58.900 Hz	66.40 V	-120.00 °	60.000 Hz	66.40 V	-120.00 °	58.900 Hz	66.40 V	-120.00 °	60.000 Hz
V C-N	66.40 V	120.00 °	60.000 Hz	66.40 V	120.00 °	58.900 Hz	66.40 V	120.00 °	60.000 Hz	66.40 V	120.00 °	58.900 Hz	66.40 V	120.00 °	60.000 Hz
I A	0.00 A	0.00 °	60.000 Hz	0.00 A	0.00 °	58.900 Hz	0.00 A	0.00 °	60.000 Hz	0.00 A	0.00 °	58.900 Hz	0.00 A	0.00 °	60.000 Hz
I B	0.00 A	-120.00 °	60.000 Hz	0.00 A	-120.00 °	58.900 Hz	0.00 A	-120.00 °	60.000 Hz	0.00 A	-120.00 °	58.900 Hz	0.00 A	-120.00 °	60.000 Hz
I C	0.00 A	120.00 °	60.000 Hz	0.00 A	120.00 °	58.900 Hz	0.00 A	120.00 °	60.000 Hz	0.00 A	120.00 °	58.900 Hz	0.00 A	120.00 °	60.000 Hz
CMC Rel	0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active		
Trigger		20.00 s			5.000 s			20.00 s			20.00 s			20.00 s	

Figura 3.9. Inyección de señales analógicas (corrientes y voltajes) con equipo CMC-356 a medidor SEL-735

3.3.3. Factor de potencia

El medidor SEL-735 mide:

1. El desplazamiento del factor de potencia (DPF) a 50/60 Hz

2. El verdadero factor de potencia (TPF) hasta el armónico 63

El DPF es una cuantificación de la energía almacenada en los campos electromagnéticos, no de la energía entregada.
Es el mejor indicador de potencia reactiva.

1. En condiciones de DPF unitario, la potencia se entrega o recibe en su totalidad.
2. En condiciones de DPF igual a cero, la potencia se transfiere de la entrega a la recepción cada cuarto de ciclo, esta energía de oscilación es también conocida como flujo de VAR, la cual, disminuye la capacidad y eficiencia de suministro de potencia del sistema.

El TPF combina los efectos del DPF y los armónicos.
Es el mejor indicador de la capacidad del equipo.
Los armónicos afectan el cálculo del VAR.

1. La industria no ha aceptado un método para calcular VARs cuando existen armónicos
2. La mayoría de los métodos no abordan el flujo VAR como únicamente reactivo
3. El medidor SEL-735 utiliza el muy conocido método vectorial $Q^2 = S^2 - P^2$

Para el cálculo de la potencia aparente trifásica, el SEL-735 utiliza (figura 3.10.):

1. El método aritmético en los medidores de la forma 9 y 36, el cual se basa en:

$$S_{3ph} = S_A + S_B + S_C$$

2. El método vectorial en los medidores de la forma 5 de forma predeteminada, sin embargo, es posible utilizar el método aritmético configurando el ajuste CALC3U, el método vectorial se basa en:

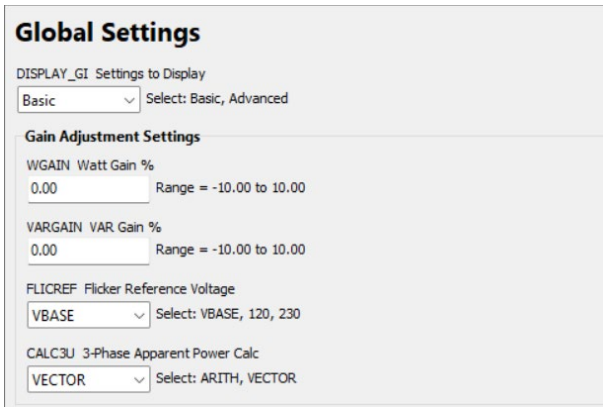


Figura 3.10. Configuración para cálculo de potencia aparente, método aritmético o vectorial

Nota: Configuración hecha en software AcSELerator Quickset V.7.5.1.0 para medidor 0735VX20954EXXA4XX16101XX

Ajuste solo disponible en los medidores de la Forma 5

$$S_{3ph} = \sqrt{P_{3ph}^2 + Q_{3ph}^2}$$

En los SEL-735, el cálculo del factor de potencia monofásica y trifásica únicamente utiliza valores fundamentales y cantidades de 10 (para 50 Hz) /12 (para 60 Hz) ciclos.
Los datos de 10 (para 50 Hz) / 12 (para 60 Hz) ciclos definen el verdadero factor de potencia, de la siguiente forma:

$$PFT_X = \frac{W_X}{U_X} \qquad \text{donde: x= A, B, C o 3}$$

mientras que, los valores fundamentales de medio ciclo definen el desplazamiento del factor de potencia de la siguiente forma:

$$PFD_X = \frac{W_{X_FUND}}{U_{X_FUND}} \qquad \text{donde: x= A, B, C o 3}$$

El medidor actualiza el verdadero factor de potencia cada 10 ciclos para sistemas con frecuencia de 50 Hz /12 ciclos para sistemas con frecuencia de 60 Hz y el desplazamiento del factor de potencia cada medio ciclo.
El medidor calcula los componentes de secuencia cero, positiva y negativa, magnitud y ángulo para voltaje y corriente.

El medidor actualiza las componentes simétricas y las cantidades analógicas cada medio ciclo. En los medidores que cuentan con display, es muy fácil identificar el cuadrante de operación del factor de potencia (figuras 3.11. y 3.12.), si se está entregando o recibiendo la energía de acuerdo con lo conectado en los TCs, si se tiene carga mayoritariamente inductiva o capacitiva.

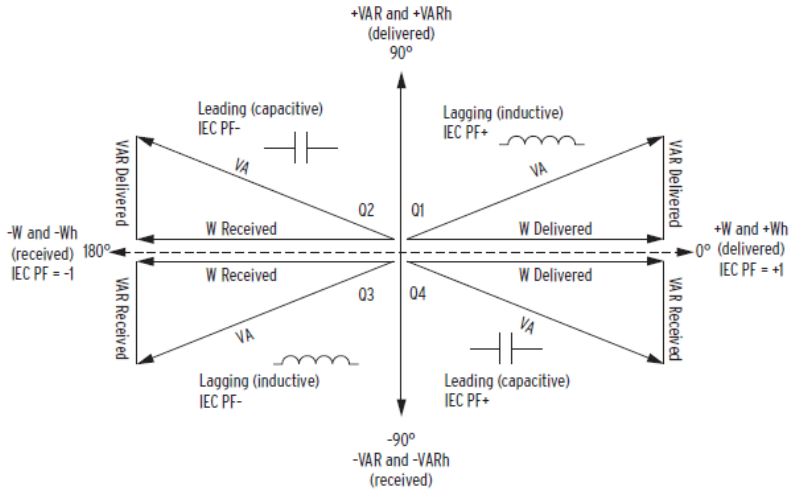


Figura 3.11. Imagen de los cuadrantes de operación

Nota: Imagen tomada de la página 5.5 el Instruction manual 20220601 SEL-735 Power quality and revenue meter

Lo que muestra el display de un SEL-735 es algo semejante a lo representado en la figura 3.12.



Figura 3.12. Imagen del display de un SEL-735

Nota: Imagen tomada de la página 5.6 el Instruction manual 20220601 SEL-735 Power quality and revenue meter

Si el medidor no cuenta con display, es posible configurar el medidor para visualizar el cuadrante de operación, como lo muestra la figura 3.13.

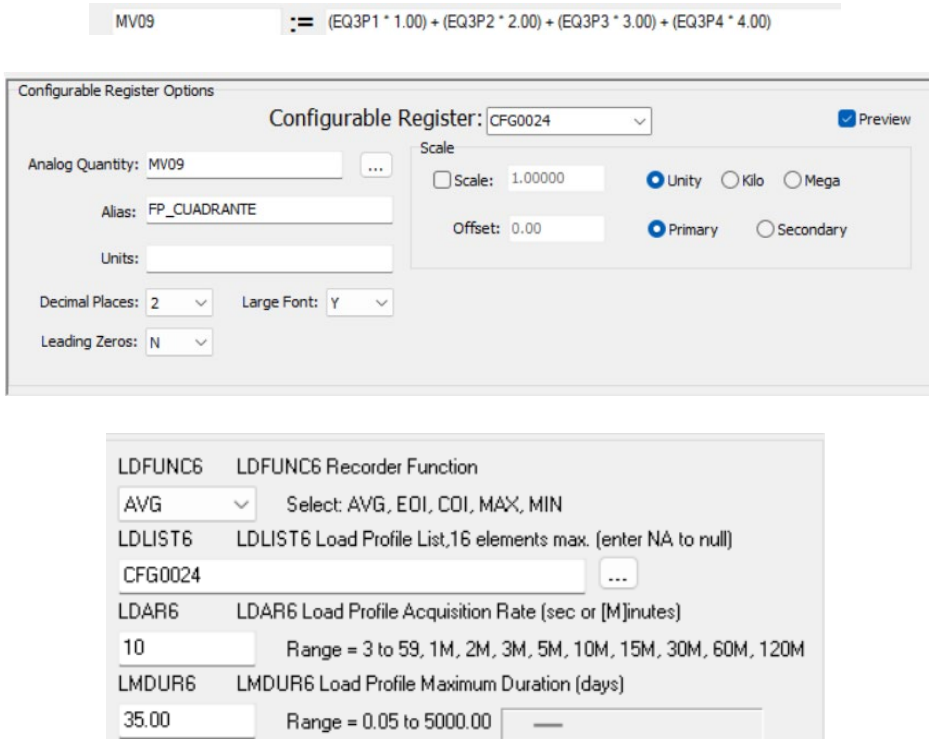


Figura 3.13. Configuración del cuadrante de operación en un SEL-735

Nota: Configuración hecha en software AcSELerator Quickset V.7.5.1.0 para medidor 0735VX20954EXXA4XX16101XX

La verificación se realiza a través de la inyección de voltajes y corrientes desde un equipo de prueba como lo ejemplifica la figura 3.14. Para una prueba de 4 minutos, con variación del cuadrante por cada minuto.

	1			2			3			4		
Name	Q1			Q2			Q3			Q4		
V A-N	66.40 V	0.00 °	60.000 Hz	66.40 V	0.00 °	60.000 Hz	66.40 V	0.00 °	60.000 Hz	66.40 V	0.00 °	60.000 Hz
V B-N	66.40 V	-120.00 °	60.000 Hz	66.40 V	-120.00 °	60.000 Hz	66.40 V	-120.00 °	60.000 Hz	66.40 V	-120.00 °	60.000 Hz
V C-N	66.40 V	120.00 °	60.000 Hz	66.40 V	120.00 °	60.000 Hz	66.40 V	120.00 °	60.000 Hz	66.40 V	120.00 °	60.000 Hz
I A	1.000 A	-30.00 °	60.000 Hz	1.000 A	-150.00 °	60.000 Hz	1.000 A	150.00 °	60.000 Hz	1.000 A	30.00 °	60.000 Hz
I B	1.000 A	-150.00 °	60.000 Hz	1.000 A	90.00 °	60.000 Hz	1.000 A	30.00 °	60.000 Hz	1.000 A	-90.00 °	60.000 Hz
I C	1.000 A	90.00 °	60.000 Hz	1.000 A	-30.00 °	60.000 Hz	1.000 A	-90.00 °	60.000 Hz	1.000 A	150.00 °	60.000 Hz
CMC Rel	0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active			0 output(s) active		
Trigger		60.00 s			60.00 s			60.00 s			60.00 s	

Figura 3.14. Inyección de voltajes y corrientes, ejemplo de ubicación de cuadrantes del factor de potencia

Gráficamente se hace visible a través de la imagen de la figura 3.15.

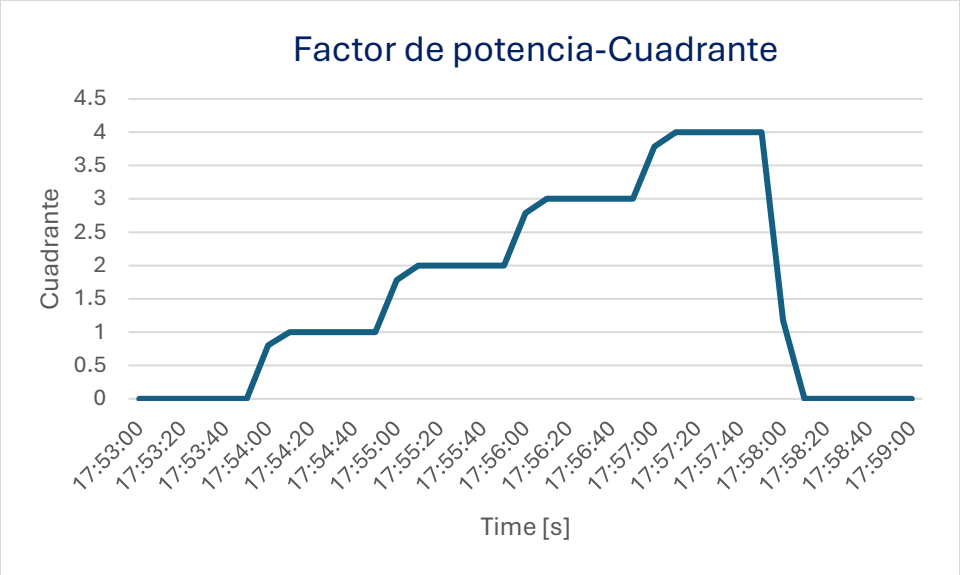


Figura 3.15. Gráfico resultante de la variación del factor de potencia

Los centros de carga que están exigidos por el código para cumplir con un factor de potencia entre 0.95 y 1.0, deberán hacerlo al menos el 95% de las mediciones cinco-minutales registradas durante un mes.

Pese a que el factor de potencia no es un parámetro solicitado por el código para los centros de carga en media tensión con demanda contratada menor a 1 MW, sí forma parte de la bonificación o penalización en su recibo por parte del suministrador, para el cual, cumplir con un valor por arriba de 0.9 es suficiente.

Se entiende entonces que, al cumplir con el código, el centro de carga es candidato a bonificación por parte del suministrador.

3.3.4. Intervalos de agregación

Un instrumento de evaluación de la calidad eléctrica comprime los datos adquiridos en períodos concretos que se denominan “intervalos de agregación”. Un instrumento de Clase A debe proporcionar datos en los siguientes intervalos de agregación:

1. 10/12 ciclos (200 ms) a 50-60Hz; el tiempo del intervalo varía según la frecuencia del sistema
2. 10/12 ciclos (3 s) a 50-60Hz; el tiempo del intervalo varía según la frecuencia del sistema

El medidor SEL-735 realiza la agregación de cantidades medidas durante 3 segundos, 10 minutos y 2 horas de acuerdo con IEC 61000-4-30.

En el medidor SEL-735 las siguientes cantidades se encuentran disponibles como cantidades agregadas:

1. Voltaje, corriente y potencia
2. Desbalance de corriente y de voltaje
3. Armónicos de voltaje y corriente
4. Distorsión total de armónicos de voltaje y corriente

Utiliza la siguiente ecuación para realizar la agregación.

$$Valor_{agregado} = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=0}^{N-1} Entrada\,[i]^2}$$

Donde: $Valor_{agregado}$ = valor agregado en el tiempo

Entrada = el valor a agregar

N = número de acumulaciones realizadas durante el período de agregación

La resolución más pequeña de procesamiento de datos es un bloque de 10/12 ciclos.

La tabla 3.3. muestra, los intervalos de agregación disponibles en el medidor SEL-735 y el tipo de entrada requerida para ese intervalo de agregación.

Tabla 3.3. Intervalos de agregación en medidor SEL-735

Intervalo de agregación	N	Entrada
150/180 ciclos	15	Datos de 10/12 ciclos
10 minutos	3000a	Datos de 10/12 ciclos
2 horas	12	Datos de 10 minutos

a – Este valor varía dependiendo de la frecuencia del sistema

El medidor procesa y actualiza datos cada 12 ciclos para un sistema de 60 Hz y cada 10 ciclos para un sistema de 50 Hz, es decir, se tiene una muestra de 12 ciclos.

Al cabo de un segundo se tendrán 5 muestras de 12 ciclos; si se toma como período de agregación 10 minutos, al cabo de este tiempo se tendrán 3000 actualizaciones hechas por el medidor, o lo que es lo mismo 3000 muestras de 12 ciclos, como se muestra en la figura 3.16.

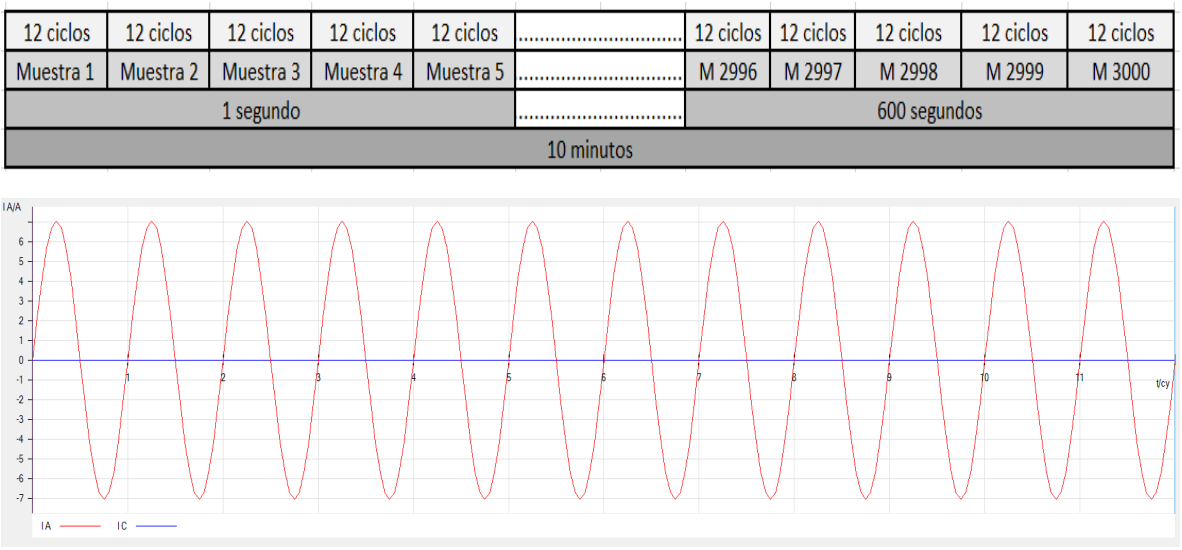


Figura 3.16. Número de muestras para una frecuencia de 60 Hz.

150/180 ciclos (3 segundos)

El medidor agrega 15 datos consecutivos de 10/12 ciclos, sincronizados con la frecuencia del sistema

10 minutos

Cada período de agregación de 10 minutos comienza en el límite de 10/12 ciclos después de que el reloj en tiempo real marca 10 minutos.

2 horas

El medidor agrega 12 conjuntos de valores consecutivos de 10 minutos para calcular 2 horas.

Los valores agregados 10 minutos y 2 horas y la estampa de tiempo, se restablecen en cualquier momento que el dispositivo se reinicia o la hora del sistema cambia más que lo configurado en TIME_CHG.

Para visualizar este ajuste es necesario seleccionar “Avanzados” en el ajuste DISPLAY_GI, tal como lo muestra la figura 3.17.:

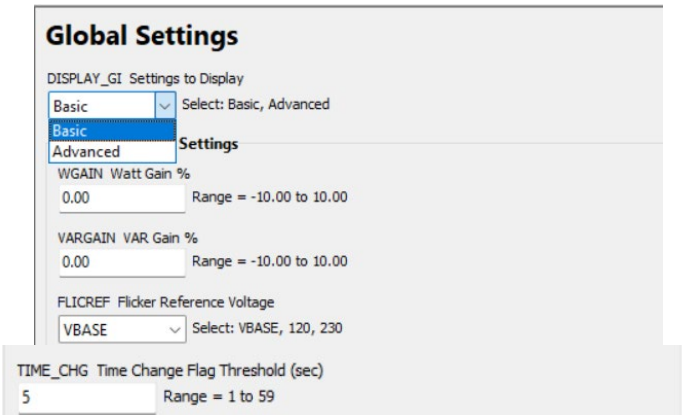


Figura 3.17. Configuración para el restablecimiento de valores agregados.

Nota: Configuración hecha en software AcSELerator Quickset V.7.5.1.0 para medidor 0735VX20954EXXA4XX16101XX

Los valores reportan cero hasta la finalización del siguiente período de agregación o lo actualiza al cumplirse el tiempo de agregación como lo muestra la figura 3.18.

Aggregated Values

UASLP Date: 27/05/25 Time: 16:48:24.854
SEL Time Source: int

Time Stamp		3SEC 16:48:24.000	10MIN 16:40:00.000	2HR 16:00:00.000
IA	(A)	249.99	203.79	223.47
IB	(A)	249.91	204.05	223.43
IC	(A)	250.02	204.14	211.65
IN	(A)	14.07	0.23	53.67
VA	(kV)	87.58	36.11	29.60
VB	(kV)	95.98	39.52	28.72
VC	(kV)	104.38	42.80	29.51
VAB	(kV)	150.07	64.93	50.20
VBC	(kV)	172.71	70.86	50.21
VCA	(kV)	175.08	67.95	50.31
WA	(kW)	21634.65	17846.30	14604.72
WB	(kW)	23885.47	19577.12	14184.59
WC	(kW)	26019.94	21296.75	13925.61
W3	(kW)	71540.07	58702.94	42552.19
UA	(kVA)	21895.30	17846.30	14860.30
UB	(kVA)	23986.92	19577.12	14294.56
UC	(kVA)	26097.23	21296.75	13954.48
U3	(kVA)	71979.45	58702.94	42946.39
QA	(kVAR)	3368.37	0.27	2744.21
QB	(kVAR)	2203.77	0.06	1769.68
QC	(kVAR)	2007.06	0.11	897.21
Q3	(kVAR)	842.45	0.38	479.14
I_IMB	(%)	1.84	0.01	5.32
I0_IMB	(%)	1.89	0.01	3.67
V_IMB	(%)	9.41	2.05	2.82
V0_IMB	(%)	6.33	2.05	1.72

Aggregated Values

UASLP Date: 27/05/25 Time: 16:50:02.671
SEL Time Source: int

Time Stamp		3SEC 16:50:00.000	10MIN 16:50:00.000	2HR 16:00:00.000
IA	(A)	249.99	244.31	223.47
IB	(A)	249.91	244.27	223.43
IC	(A)	250.02	244.37	211.65
IN	(A)	14.07	13.75	53.67
VA	(kV)	87.57	85.63	29.60
VB	(kV)	95.97	93.83	28.72
VC	(kV)	104.38	102.04	29.51
VAB	(kV)	150.06	146.71	50.20
VBC	(kV)	172.71	168.84	50.21
VCA	(kV)	175.07	171.14	50.31
WA	(kW)	21632.70	21143.69	14604.72
WB	(kW)	23883.04	23345.56	14184.59
WC	(kW)	26020.83	25431.88	13925.61
W3	(kW)	71536.57	69918.55	42552.19
UA	(kVA)	21893.11	21397.97	14860.30
UB	(kVA)	23984.55	23444.85	14294.56
UC	(kVA)	26098.01	25507.29	13954.48
U3	(kVA)	71975.68	70347.51	42946.39
QA	(kVAR)	3366.69	3289.04	2744.21
QB	(kVAR)	2204.31	2155.37	1769.68
QC	(kVAR)	2005.68	1959.85	897.21
Q3	(kVAR)	843.31	830.07	479.14
I_IMB	(%)	1.84	1.80	5.32
I0_IMB	(%)	1.89	1.85	3.67
V_IMB	(%)	9.41	9.19	2.82
V0_IMB	(%)	6.33	6.19	1.72

Figura 3.18. Actualización de valores agregados.

El registrador secuencial de eventos (SER), abandera los datos analógicos almacenados en el load profile del registrador para cumplir con los requisitos IEC-61000-4-30.
Durante un evento, el SEL-735 registra cada cambio de bit con una estampa de tiempo. Es necesario revisar los registros LDP para determinar si alguna cantidad registrada es asociada con una bandera de evento.
Los intervalos de agregación son relevantes para parámetros como el parpadeo o flicker, desbalances de corriente y de tensión o los armónicos.

3.3.5. Desbalance de corriente y de voltaje

El medidor actualiza el desbalance de corriente y de voltaje cada 10/12 ciclos.
Tanto los cálculos de desbalance de secuencia negativa como el desbalance de secuencia cero se encuentran disponibles.
Los desbalances de voltaje son uno de los problemas más recurrentes de la calidad de la potencia, causan daño severo en motores.
Existen dos métodos aceptados para el cálculo de desbalance de voltaje.

1. El método de las componentes simétricas, permitido por la IEEE-1159 y requerido por IEC 61000-4-30
2. El método de voltaje línea a línea NEMA permitido por IEEE-1159

El equipo SEL-735 utiliza el método de las componentes simétricas para calcular el desbalance de voltaje.
Para el desbalance de secuencia negativa se utiliza la siguiente ecuación:

$$X_{IMB} = \frac{X_2_MAG}{X_1_MAG} * 100$$

Donde: X = I o V (corriente o voltaje)
X_1 y X_2 = componentes de secuencia positiva y negativa, respectivamente

Si V_1 es menor que 13V, el medidor reporta que V_IMB es cero.
Si I_1 es menor que 10mA, el medidor reporta que I_IMB es cero.

Para los cálculos de desbalance de secuencia cero se utiliza la siguiente ecuación:

$$X_0_IMB = \frac{\left(\frac{3X_0_MAG}{3}\right)}{X_1_MAG} * 100$$

Donde: X = I o V (corriente o voltaje)

X_0 y X_1 = componentes de secuencia cero y positiva, respectivamente

Los medidores de la forma 5 reportan un valor cero para el desequilibrio de voltaje de secuencia cero porque la cantidad no está definida eléctricamente para conexiones en delta.

El desbalance, es un criterio aplicable a todos los centros de carga, indistintamente del nivel de tensión y la demanda contratada.

Trae consigo severas consecuencias tanto para el suministrador como para el centro de carga; puede ocasionar operaciones incorrectas en las protecciones, reducir la vida de los componentes electrónicos, entre otras. Traduciendo lo anterior en pérdidas económicas.

A través del SEL-735, es posible monitorizar los desbalances de corriente y de voltaje.

En la lista de señales disponibles para configurar una grabadora, se encuentran las opciones mostradas en la figura 3.19.

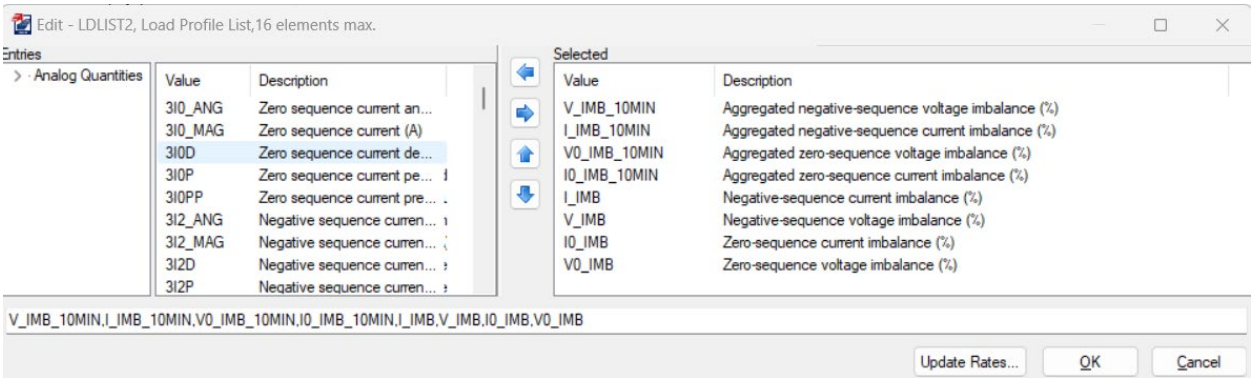


Figura 3.19. Señales disponibles para grabar desbalance de tensión y de corriente

Nota: Configuración hecha en software AcSELerator Quickset V.7.5.1.0 para medidor 0735VX20954EXXA4XX16101XX

Existe la opción de monitorizar desbalance de secuencia negativa V_IMB o I_IMB y secuencia cero V0_IMB o I0_IMB. La secuencia negativa da información sobre las fases mientras la secuencia cero arrojara información sobre el neutro o la tierra.
La diferencia entre una señal que solo dice IMB (imbalance, desbalance en inglés) contra otra que dice IMB_10MIN, es el tiempo de agregación; el valor de esta señal va a cambiar al cumplir los 10 minutos (también existe la opción para 3 segundos y 2 horas).
La evaluación solicitada por el código para este parámetro de calidad de la potencia es semanal (7 días) y es para un valor agregado de 10 minutos, para ambas señales, voltaje y corriente.
Con el conocimiento de estos datos y un análisis detenido, es factible tener una muestra del comportamiento eléctrico del centro de carga y primordialmente saber si cumplen con la normativa.
Si en un centro de carga es común tener: operaciones incorrectas en las protecciones, sobrecalentamiento en conductores, vibración anormal en máquinas rotatorias, entre otras situaciones; es probable la existencia de desbalances de voltaje y/o de corriente, monitorizarlo ofrece una guía al centro de carga, para encontrar las causas probables.

3.3.6. Parpadeo (Flicker)

Parpadeo (flicker), es el cambio visible y periódico en la intensidad de la luz de una lámpara incandescente de 60 W causado por la fluctuación del voltaje de entrada y puede interferir con el ojo humano, el cerebro humano y el equipo eléctrico sensible.
El flicker es una combinación de sub-armónicos e inter-armónicos que afectan la respuesta humana, se mide en unidades de perceptibilidad.
El flicker es difícil de observar en la forma de onda del voltaje en el dominio del tiempo.
El estándar IEC 61000-4-15 especifica los requisitos para la medición del flicker. El SEL-735 calcula los valores de flicker a corto y largo plazo de acuerdo con IEC 61000-4-15 edición 2.0 2010-08, flickermeter y CEI 61000-4-30.
El medidor actualiza el flicker de corto plazo cada 1 y 10 minutos y el flicker de largo plazo cada 2 horas.
El medidor actualiza el valor máximo instantáneo de flicker para las tres fases cada 10/12 ciclos.

El SEL-735, de conformidad con el estándar IEC Flickermeter, utiliza ya sea 120V o 230V como voltaje de referencia para mediciones de flicker.
El ajuste FLICREF permite configurar el SEL-735 para realizar mediciones de flicker con VBASE, 120V o 230V como voltaje de referencia. Esto proporciona la flexibilidad de elegir el voltaje de referencia para medir el flicker a un voltaje que no depende de la configuración VBASE.
Si FLICREF está configurado en VBASE y VBASE<176V, el SEL-735 procesa mediciones de flicker de acuerdo con el estándar para medidores de flicker de 120V.
Si FLICREF está configurado en VBASE y VBASE≥176V, el SEL-735 procesa mediciones de flicker de acuerdo con el estándar para medidores de flicker de 230V.
Cuando el medidor SEL-735 está configurado como un medidor Forma 36, el voltaje de la fase B se calcula, no se mide. Las cantidades reportadas para el flicker de la fase B son el resultado de cálculos y se considera que no reflejan las condiciones reales del sistema.

PST: ±5% sobre el rango 0.5–25 PST (Perceptibility Short Term, intervalo de 10-min)

PLT: ±5% sobre el rango 0.5–25 PLT (Perceptibility Long Term, intervalo de 2-hr)

Con respecto a este parámetro de calidad de la potencia, al igual que ocurre con el desbalance, el código solicita una evaluación semanal (7 días) y un valor agregado de 10 minutos para la variación a corto plazo y un valor agregado de 2 horas para la variación a largo plazo.
El flicker solo es un requerimiento para los centros de carga en media tensión con demanda mayor a 1 MW y los centros de carga en alta tensión.
Para monitorizar este parámetro, no es viable el uso de modelos básicos del medidor SEL-735, ya que no cuentan con esta función.
Si el suministrador observa indicios de incumplimiento de valores de flicker, está obligado a dar aviso al CENACE para que determine la fuente de origen del flicker; mientras se lleva a cabo la investigación, el centro o centros de carga involucrados, deberán acatar las indicaciones del CENACE o de lo contrario hacerse acreedores a una sanción.
Industrias con gran cantidad de motores, hornos de arco o cargas variables, son susceptibles de generar flicker.

El SEL-735 puede grabar semanalmente para tiempos agregados de 2 minutos y 2 horas. Cuenta con varias opciones, sin embargo, con programar las que se observan en el recuadro de la figura 3.20. es suficiente para la normativa. Adicionalmente puede configurarse la monitorización de sub-armónicos e inter-armónicos, solo en modelos avanzados del SEL-735.

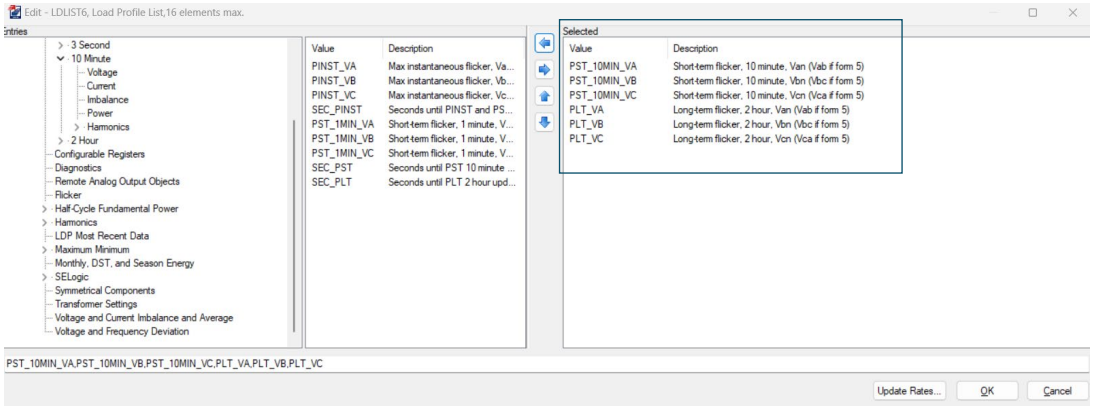


Figura 3.20. Señales aceptables por normativa para grabar flicker

Nota: Configuración hecha en software AcSELerator Quickset V.7.5.1.0 para medidor 0735VX20954EXXA4XX16101XX

Por encima de cierto umbral, el flicker puede convertirse en algo molesto y aumentar con la amplitud de la fluctuación, [24] generando cansancio visual, cefaleas, migrañas y estrés dependiendo de la sensibilidad de las personas [25].

3.3.7. Armónicos

El SEL-735 proporciona mediciones armónicas para los siguientes valores:

1. Armónicos de tensión, corriente y potencia
2. Porcentaje de magnitudes de armónica fundamental para tensión y corriente
3. Alarma SELOGIC de umbral de armónicos de tensión y corrientes para armónicos del orden 2 al 15
4. Medición de armónicos hasta el orden 63 (opcional)
5. Ángulos de armónicos de tensión y corriente (opcional)
6. Armónicos de potencia (opcional)
7. Medición de inter-armónicos

Calcula: componentes armónicos, grupos de armónicos, subgrupos de armónicos y subgrupos de inter-armónicos de acuerdo con lo definido en IEC 61000-4-7:2009-2010.

El ajuste HARMCAL determina si las cantidades son individuales, grupo, subgrupo o subgrupo de inter-armónicos. La figura 3.21. muestra las diferentes opciones con que cuenta el equipo SEL-735.

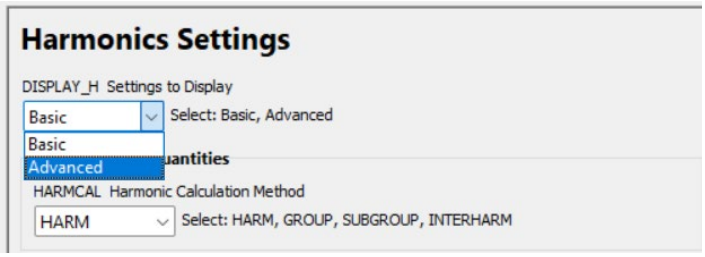


Figura 3.21. Configuración avanzada para habilitar método de cálculo de armónicos.

Nota: Configuración hecha en software AcSELerator Quickset V.7.5.1.0 para medidor 0735VX20954EXXA4XX16101XX

Si HARMCAL = HARM

Únicamente la Distorsión Total de Grupo de Armónicos (TDH) se considera en grupo, el resto son mediciones individuales

Si HARMCAL = GROUP

Los armónicos de potencia, la Distorsión Total de Armónicos (TDH) y los ángulos de armónicos se consideran individuales, el resto de las mediciones son grupales.

Si HARMCAL = SUBGROUP

Los armónicos de potencia, la Distorsión Total de Armónicos (TDH) y los ángulos de armónicos se consideran individuales, el resto de las mediciones son subgrupales.

Si HARMCAL = INTERHARM

Los armónicos de potencia, la Distorsión Total de Armónicos (TDH) y los ángulos de armónicos se consideran individuales, el resto de las mediciones son subgrupos de inter-armónicos. En la figura 3.22. se observa, donde se configuran los armónicos en grupo, subgrupo o de manera individual y en la figura 3.23. se ejemplifica a que se refiere cada uno de ellos.

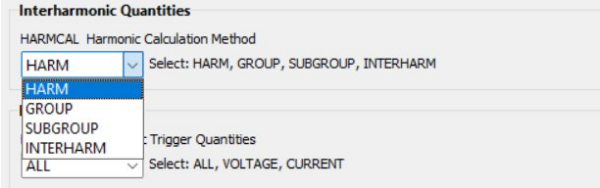


Figura 3.22. Configuración para considerar armónicos individuales, en grupo, subgrupo o subgrupo de inter-armónicos.

Nota: Configuración hecha en software AcSELerator Quickset V.7.5.1.0 para medidor 0735VX20954EXXA4XX16101XX

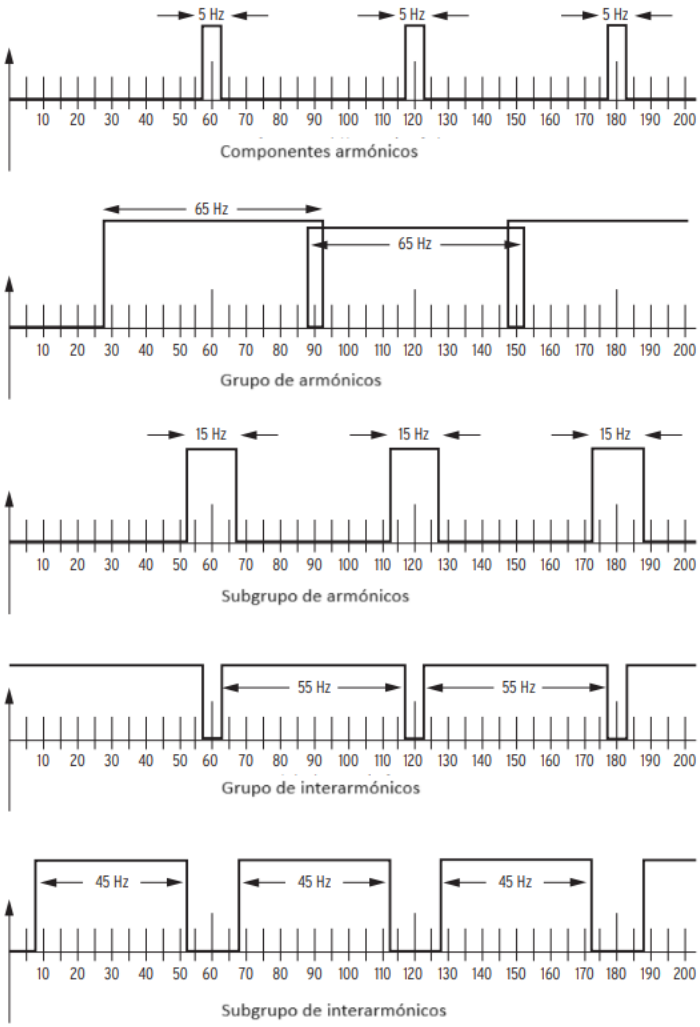


Figura 3.23. Grupos y subgrupos de armónicos, grupos y subgrupos de inter-armónicos.

De acuerdo con lo mostrado en la figura 3.24., es posible configurar armónicos de voltaje, de corriente o ambos.

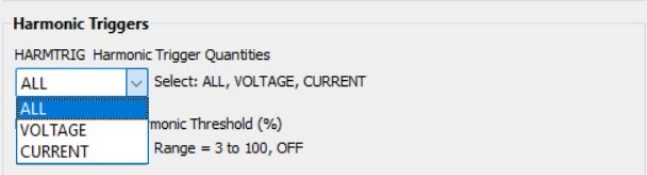


Figura 3.24. Configuración para seleccionar armónicos de potenciales o corrientes.

Nota: Configuración hecha en software AcSELerator Quickset V.7.5.1.0 para medidor 0735VX20954EXXA4XX16101XX

En los medidores de la forma 36, al igual que con la medición del flicker, cualquier cantidad armónica asociada con el voltaje de la fase B es solo el resultado de un cálculo basado en los voltajes de las fases A y C, razón por la cual no considera las condiciones reales del sistema.

En los medidores de la forma 5, no se calculan magnitudes armónicas para la fase B, debido a que el voltaje y la corriente de la fase B se calculan a partir de la fase A y C.

El SEL-735 convierte las magnitudes armónicas en un porcentaje de la fundamental, las magnitudes mínimas requeridas para el cálculo son:

1. Para el voltaje: 3.0 VRMS
2. Para la corriente: 3.0 mARMS

Si el valor del armónico de voltaje o corriente está por debajo del umbral mínimo, el medidor reporta un valor de cero para ese porcentaje armónico en particular.

El ajuste HARMCAL, anteriormente mencionado, controla los cálculos de magnitud armónica de acuerdo con la definición de componente armónico y grupos de armónicos.

Todos los ángulos armónicos están referidos a la fase A del voltaje cuando VA > 13V, de lo contrario, hacen referencia a la fase A de la corriente. Todos los ángulos tienen un rango de -179.99° a +180.00°.

El medidor actualiza las cantidades analógicas de armónicos cada 10/12 ciclos.

Las cantidades analógicas armónicas agregadas se actualizan en función del período de agregación.

Otra aplicación de la medición de armónicos es evitar el sobrecalentamiento del transformador a causa de los armónicos (ANSI/IEEE C57.110.) El medidor calcula el factor K por fase y trifásico para su uso en la detección y monitoreo de armónicos.

Cuanto mayor es el factor K, mayores son los efectos de calentamiento por amónicos. Un factor K igual a 1.0 indica una carga lineal (sin armónicos).

Los transformadores tienen capacidad térmica adicional, las características de diseño minimizan pérdidas de corriente armónica y conexiones térmicas sobredimensionadas.
El medidor utiliza la siguiente ecuación para calcular el factor K para cada fase de corriente.

$$\mathrm{K-FACTOR_x} = \frac{\sum_{h=1}^{25} I_{xh}^2 h^2}{\sum_{h=1}^{25} I_{xh}^2}$$

Donde: x = la fase o el canal (A, B, C)
h = el número de armónico (1 a 25)

El medidor actualiza el factor K cada 10/12 ciclos

Como se observa con anterioridad, el medidor SEL-735 cuenta con varias opciones para configurar armónicos, pueden ser de tensión, corriente o potencia.
Para el código, el único parámetro exigido para calidad de la potencia son armónicos de corriente.
Los límites de distorsión armónica de corriente se evalúan en función del nivel de tensión al cual se conecta el centro de carga; para identificar a que rango pertenece el centro de carga, es necesario determinar la impedancia relativa o razón de cortocircuito en el punto de conexión.
Las tres tablas mostradas en el código exponen los valores límite, considerando hasta el armónico 50 para los diferentes niveles de tensión.
Para calcular la impedancia relativa del centro de carga, es necesario conocer la corriente de carga máxima y la corriente de corto circuito.
El valor de corto circuito no solo es requerido para el cálculo de las protecciones, sino también para identificar el límite de distorsión armónica de corriente permitido al centro de carga.
El medidor SEL-735 básico, es capaz de medir hasta el armónico 15, los modelos intermedio y avanzado tienen capacidad de medir hasta el armónico 63.

Conclusiones

Con la apertura de la industria eléctrica a nuevos participantes, la creación del código favorece la sana convivencia entre todos los integrantes del SEN.

Hasta ahora, las empresas suministradoras eran las más interesadas en proporcionar una energía eléctrica de calidad, incentivando o penalizando a consumidores industriales por no mantener ciertos estándares.

Lo cierto es que, el acelerado ritmo de crecimiento de la electrónica, su mayor utilización en diversos sectores y la propia estructura del SEN, promueven un análisis detenido sobre como la combinación de estas variables está generando problemas en la calidad de la potencia.

Al ser problemas comunes entre proveedores y usuarios de la energía eléctrica, no es tan fácil determinar quién es el causante del problema, si es ocasionado por el suministrador de energía eléctrica o por el usuario final sobre sus propias instalaciones o sobre las instalaciones de otro usuario.

Primeramente, es necesario identificar el tipo de problemática de que se trata para entonces implementar una medida efectiva que neutralice los efectos nocivos sobre la calidad de la potencia eléctrica.

Aspectos relevantes del sistema, que debe conocer el centro de carga para saber a qué disposiciones debe sujetarse y que además le permiten configurar los parámetros solicitados por el código, referente o no a calidad de la potencia: nivel de tensión al cual se conecta, valor de demanda contratada, nivel de cortocircuito en el punto de conexión al sistema eléctrico.

Básicamente, el sistema eléctrico opera en dos modalidades: en funcionamiento normal y en condiciones distintas al funcionamiento normal, este último considera el estado operativo en alerta y el estado operativo en emergencia.

En cado caso, el CENACE implementará las medidas necesarias para mantener el sistema en términos de eficiencia, calidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad.

Para lograrlo, la normativa en México a través del código especifica los valores y los tiempos de permanencia de conexión al sistema por parte de los centros de carga, dependiendo del nivel de tensión y la demanda contratada.

El CENACE es el encargado de desconectar a los centros de carga del resto del sistema, particularmente cuando existan condiciones distintas al funcionamiento normal.

El centro de carga debe estar consciente de ello y considerar la infraestructura necesaria para salvaguardar sus instalaciones o equipos y con ello sus procesos.

Si el tipo de cargas o equipos utilizados, no son capaces de soportar la desconexión del centro de carga del resto del sistema, el usuario debe prepararse y manifestarlo ante CENACE.

De manera implícita, debe conocer sus instalaciones y tener la información disponible para el momento en que lo solicite el CENACE de acuerdo con lo especificado en el código y manuales en los que se apoya.

En funcionamiento normal del sistema, la normativa mexicana a través del código también contempla los parámetros de calidad de la potencia, en los cuales deben mantenerse los centros de carga para continuar manteniendo el sistema en términos de eficiencia, calidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad.

El incumplimiento de estos ocasiona que el CENACE tome acción sobre el centro de carga, en lo que se realizan las investigaciones pertinentes sobre la afectación de estos al resto del sistema, además de las sanciones aplicables al centro de carga.

En general, el código solo requiere el cumplimiento de tres parámetros de calidad de la potencia para los centros de carga: distorsión armónica en corriente, flicker, desbalance de voltaje y corriente.

Parecen pocos, pero, dar cumplimiento con ello implica esfuerzo e inversión por parte del centro de carga.

Lo recomendable es visualizar en todo momento los parámetros de calidad de la potencia, como primer recurso, se necesita un observador permanente en el punto de entrega-recepción de la energía eléctrica, es decir, un medidor.

Un medidor que sea capaz de capturar, registrar y además permita a los usuarios interpretar la información de la manera más amigable posible.

Como se ha mencionado con anterioridad, el código solo proporciona los requerimientos técnicos que deben satisfacerse, sin embargo, deja abierta la opción de cómo y con que instrumentos hacerlo.

En el mercado existen muchos fabricantes con diversas ofertas para monitorizar los parámetros de calidad de la energía, es importante observar que se trate de un medidor que tenga la capacidad para medir las variables eléctricas de interés, identificar que se trate de un medidor clase A, esto

significa mayor precisión en la medición, además que permite hacer comparación de resultados entre diferentes fabricantes de medidores con la misma clase.

El medidor SEL-735 cuenta con clasificación clase A certificada por la IEC 61000-4-30 en su tercera edición.

En caso de disputas contractuales o dudas de incumplimiento a la normativa, los registros de un medidor clase A se consideran válidos para la investigación.

Entre más cargas sensibles tenga un usuario final, se sugiere instalar medidores adicionales al medidor principal ubicado en el punto de conexión al SEN, con el fin de monitorizar la aparición de fenómenos no esperados de la energía eléctrica.

Otro punto importante que considerar es el software; el medidor SEL-735 utiliza el mismo software para configurarse y para descargar perfiles de carga o también conocidos como perfiles de consumo, para descargar eventos, etcétera.

Adicionalmente existe otro software complementario que permite automatizar la recopilación de datos del sistema y almacenarlos en una ubicación central, así como, hacer reportes de calidad de la potencia.

Esta es una herramienta de gran ayuda cuando existe una gran cantidad de información con la cual hay que trabajar.

El medidor SEL-735, tiene la flexibilidad de ser muy amigable en su programación

Un medidor SEL-735, no resolverá ninguna de las problemáticas presentadas en los centros de carga donde se instale, pero, permitirá visualizar cual es el origen del problema.

Es posible trabajar con toda la información adquirida por el o los equipos instalados y modelar el comportamiento del centro de carga.

Con las grabadoras disponibles, se pueden monitorizar diversas señales en diversos intervalos de tiempo, tomando en cuenta que entre más pequeños sean los intervalos de tiempo para el registro de los datos, más rápido se saturara la memoria.

Como se menciona, el medidor SEL-735 no es la solución, pero es una herramienta poderosa, de configuración e interpretación amigable para el usuario.

Referencias

[1] RAE
«https://dle.rae.es/sistema Diccionario de la lengua española, 23a Ed.» Real Academia Española, Versión 23.8 [En línea 2025].

[2] IEEE
«https://ieeexplore.ieee.org/document/10523561» [En línea 2025].

[3] CFE
« https://www.cfe.mx/nuestraempresa/pages/historia.aspx » [En línea 2025].

[4] CENACE
«https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ProgramaRNT_RDG.aspx "Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD 2024-2038» [En línea 2025].

[5] CENACE
«https://www.gob.mx/cenace/articulos/sabes-que-es-el-mercado-electrico-mayorista?idiom=es,» [En línea 2025].

[6] Ley de la Industria Eléctrica, artículo 3.7, 11/agosto/2014

[7] SENER
«https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2023-2037/Capítulo3 "Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037» [En línea 2025].

[8] J. A. V. B. J. B. F. F. B. G. J. R. Josep Balcells, "Eficiencia en el uso de la energía eléctrica", 2011.

[9] CONAMER
«https://www.cofemersimir.gob.mx/portales,» [En línea 2025].

[10] International Electrotechnical Commission, «Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 1-1: Application and interpretation of fundamental definitions and terms,» 1992.

[11] International Electrotechnical Commission, Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and Measurement Techniques - Power Quality Measurements Methods, 2008.

[12] IEEE Power and Engineer Society, «Standard 1159 Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality,» 2009.

[13] IEEE Emerald Book, «Standard 1100 Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment,» 2005.

[14] SENER en el DOF, Sección vespertina, «Ley de la Industria Eléctrica,» lunes 11 de agosto de 2014.

[15] Publicada en el DOF, «Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, Título Segundo, Capítulo 1, Articulo 37,» Viernes 31 de octubre de 2014.

[16] IEEE Power and Engineer Society, «Standard 1159 Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality,» 1995.

[17] B. Singh, A. Chandra y K. Al-Haddad, "Power quality problems and mitigation", 2015.

[18] CFE
«Especificación L0000-45 Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica,» Enero 2005.

[19] CRE en el DOF, Tercera y cuarta sección, «Resolución Núm. RES/151/2016,» Viernes 8 de abril, 2016.

[20] CRE
«https://www.gob.mx/cre/documentos/guia-sobre-los-requerimientos-tecnicos-del-codigo-de-red-aplicables-a-centros-de-carga,» 2021. [En línea 2025].

[21] CRE en el DOF, «Resolución Núm. RES/550/221,» Viernes 31 de diciembre de 2021.

[22] CFE
«Guía L0000-70 Calidad de la energía: Características y límites de las perturbaciones de los parámetros de la energía eléctrica,» Agosto 2009.

[23] SEL, «Instruction Manual SEL-735 Power Quality and Revenue Meter,» 1 de junio de 2022.

[24] Rivier Abbad, Juan, "Regulación y optimación de inversiones", 2000.

[25] Menéndes Montañés, Concha; Moreno Oliver, Frances Xavier "Ergonomia para docentes: Análisis de ambiente de trabajo y prevención de riesgos", septiembre 2006.

Glosario de siglas, abreviaturas y acrónimos

A

ANCE – Asociación de Normalización y Certificación A.C.

ANSI – American National Standards Institute / Instituto Americano de Normas

AVG – Average / Promedio

C

CA – Corriente Alterna

CDMX – Ciudad de México

CENACE – Centro Nacional de Control de Energía

CFE – Comisión Federal de Electricidad

COI – Change Over Interval / Cambio sobre el intervalo

CONAMER – Comisión Nacional de Mejora Regulatoria

CRE – Comisión Reguladora de Energía

D

DAT – Distorsión Armónica Total

DATD – Distorsión Armónica Total de Demanda

DOF – Diario Oficial de la Federación

DPF – Displacement Power Factor / Desplazamiento del Factor de Potencia

E

EAR – Esquema de Acción Remedial

EOI – End Of Interval / Fin del intervalo

EPS – Esquemas de Protección del Sistema

G

GPS – Global Positioning System / Sistema de Posicionamiento Global

I

IEC – International Electrotechnical Commission / Comisión Electrotécnica Internacional

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers / Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos

IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistor / Transistor Bipolar de Puerta Aislada

L

LD – Load Profile / Perfil de Carga

LDAR – Load Profile Acquisition Rate / Tasa de adquisición del Perfil de Carga

LIE – Ley de la Industria Eléctrica

LSPEE – Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

M

MAX – Máximo

MEM – Mercado Eléctrico Mayorista

MIN – Mínimo

N

NEMA – National Electrical Manufacturers Association / Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos

NMX – Normas Mexicanas

NOM – Norma Oficial Mexicana

P

PAMRNT – Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD

PC – Personal Computer / Computadora Personal

PCyM – Protección Control y Medición

PLC – Programmable Logic Controller / Controlador Lógico Programable

PLT – Perceptibility Long Term / Perceptibilidad a Largo Plazo

PMU – Phasor Measurement Unit / Unidad de Medición Fasorial

PQ – Power Quality / Calidad de la Potencia

PRODESEN – Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

PST – Perceptibility Short Term / Perceptibilidad a Corto Plazo

R

RAE – Real Academia Española

RDC – Recurso de Demanda Controlable

REI – Red Eléctrica Inteligente

RES – Resolución

RGD – Redes Generales de Distribución

RLIE – Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica

RNT – Red Nacional de Transmisión

RSPEE – Reglamento del Servicio Público de Energía Eléctrica

S

SCFI – Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (actualmente Secretaría de Economía)

SEA – Sistemas Eléctricamente Aislados

SEL – Schweitzer Engineering Laboratories

SEN – Sistema Eléctrico Nacional

SENER – Secretaría de Energía

SIBC – Sistema Interconectado Baja California

SIBCS – Sistema Interconectado Baja California Sur

SIM – Sistema Interconectado Mulegé

SIN – Sistema Interconectado Nacional

T

TC – Transformador de corriente

THD – Total Harmonic Distortion / Distorsión Armónica Total

TIC – Tecnologías de la Información y Comunicaciones

TP – Transformador de Potencial

TPF – True Power Factor / Verdadero Factor de Potencia

U

UL – Underwriters Laboratories / Laboratorios Garantizados

UPS – Uninterruptable Power Supply / Sistema de Alimentación Ininterrumpida

V

VFD – Variable Frequency Drive / Variador de Frecuencia

W

WECC – Western Electricity Coordinating Council / Consejo de Coordinación de Electricidad Occidental