



Soledad de Graciano Sánchez, San Luis Potosí, **31/ENERO/2023**
SECCIÓN: D.E.P.I
OFICIO: 018
ASUNTO: EL QUE SE INDICA

JESÚS EMMANUEL ZAMORA AGUILAR
ALUMNO DEL ÁREA DE POSGRADO DE ING. ELECTRÓNICA.
PRESENTE.

El que suscribe, Jefe de la División de Estudios de Posgrado e Investigación, por este medio me permito comunicar a Usted que se autoriza la impresión de su trabajo de tesis titulado: "VALIDACIÓN DE FILTRO DE ARMÓNICAS", para que con ello pueda usted continuar con los trámites para la obtención de su grado de Maestro en Ingeniería Electrónica.

Lo anterior de conformidad con el dictamen emitido favorablemente por los integrantes del H. Jurado Revisor, integrado por:

DR. EFRÉN FLORES GARCÍA
Presidente
DR. SAÚL ALMAZÁN CUELLAR
Secretario
DR. RAMÓN DÍAZ DE LEÓN ZAPATA
Vocal Propietario
DR. ARIEL BENJAMÍN DE LA ROSA ZAPATA
Vocal Suplente

A T E N T A M E N T E
Excelencia en Educación Tecnológica.
Con Tecnología y Espíritu una Patria Forjaré®



ARIEL BENJAMÍN DE LA ROSA ZAPATA
JEFE DE LA DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN DEL ITSLP.

INSTITUTO TECNOLÓGICO
DE SAN LUIS POTOSÍ
DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN

ccp. Archivo



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE SAN LUIS POTOSÍ



INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

“VALIDACIÓN DE FILTRO DE ARMÓNICAS”

NOMBRE DEL RESIDENTE: JESUS EMMANUEL ZAMORA AGUILAR

NUMERO DE CONTROL: M20180005

CARRERA: MAESTRIA EN INGENIERIA ELECTRONICA

CORREO ELECTRONICO: zamoraa_94@hotmail.com o m20180005@slp.tecnm.mx

TELÉFONO: 444 2031752

FECHA DE INICIO: 01/09/2020 FECHA DE TERMINO: 01/09/2022

ASESOR: DR EFRÉN FLORES GARCÍA

SOLEDAD DE GRACIANO SANCHEZ, S.L.P., A 19 DE SEPTIEMBRE DEL 2022

I. CONTENIDOS

Los capítulos que se desarrollaron en el trabajo fueron los siguientes:

Primer capítulo: este hace referencia a la ubicación problemática del trabajo y en él se aborda la importancia de la solución de este.

Segundo capítulo: se presenta de forma general la cronología de las actividades necesarias para resolver el problema, los responsables y cada una de las distintas actividades a desarrollar.

Tercer capítulo: en este capítulo primeramente se identifican cada una de las variables a resolver estableciendo criterios de cumplimiento y no cumplimiento a la normativa legal aplicable, posteriormente se presentan diseños de sistemas (equipos eléctricos) y se seleccionan las estrategias empleadas para resolver la problemática y por último, se detalla cómo es que se implementan cada una de estas estrategias y el cómo se coordinan las distintas actividades para lograr la adecuada instalación del sistema seleccionado.

Cuarto capítulo: Establecemos las conclusiones y los resultados obtenidos en base las mediciones que se realizan antes y después de la puesta en marcha de los equipos propuestos. Se indica de forma general el comportamiento del sistema eléctrico antes y después de la ejecución del sistema instalado.

II. TABLA DE CONTENIDO

I. CONTENIDOS.....	II
III. ÍNDICE DE FIGURAS	IV
IV. ÍNDICE DE TABLAS	V
1. ANTECEDENTES.....	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.2 ALCANCE	2
1.3 OBJETIVO GENERAL	2
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.5 MARCO TEÓRICO.....	2
2. ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CENTRO DE CARGA.....	9
2.1 VARIACIONES DE TENSIÓN	9
2.2 VARIACIONES DE FRECUENCIA.....	11
2.3 COMPONENTES ARMÓNICAS MÁXIMAS	12
2.4 VARIACIÓN DE TENSIÓN FLICKER PST Y PLT	13
2.5 DESBALANCE DE CORRIENTE	18
2.6 POTENCIAS Y FACTOR DE POTENCIA.....	19
2.7 CUMPLIMIENTO AL MANUAL DE REQUERIMIENTOS DE TIC'S	21
2.8 DISEÑO DE LA SOLUCIÓN PARA CUMPLIR EL CÓDIGO DE RED	28
2.9 RESUMEN DE ACTIVIDADES Y PLAN DE TRABAJO FUTURO.....	30
3. CONCLUSIONES.....	31
4. BIBLIOGRAFÍA	32
5. ANEXO.....	34

III. ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 PERTURBACIONES DE TENSIÓN	5
FIGURA 2 ARMÓNICAS	6
FIGURA 3 DESBALANCE DE CORRIENTE	8
FIGURA 4 FACTOR DE POTENCIA	9
FIGURA 5 TENDENCIA DE TENSIÓN LÍNEA A LÍNEA	10
FIGURA 6 FRECUENCIA MEDIDA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN.....	11
FIGURA 7 EJEMPLO DE ARMÓNICAS.....	12
FIGURA 8 EVALUACIÓN DE LÍMITES DE COMPONENTES ARMÓNICAS CORRIENTES	13
FIGURA 9 TENDENCIA DE PST	14
FIGURA 10 COMPARATIVO DE FLICKER PST Y POTENCIA PROMEDIO	15
FIGURA 11 TENDENCIA DEL PLT	16
FIGURA 12 COMPARATIVO DE FLICKER PLT Y POTENCIA PROMEDIO.....	17
FIGURA 13 PROMEDIO DE DESBALANCE DE CORRIENTE	18
FIGURA 14 POTENCIA TOTAL ACTIVA.....	19
FIGURA 15 POTENCIA REACTIVA PROMEDIO.....	19
FIGURA 16 POTENCIA TOTAL APARENTE	19
FIGURA 17 TENDENCIA DEL FACTOR DE POTENCIA	20
FIGURA 18 DIAGRAMA DEL FILTRO AUTOMÁTICO PROPUESTO.....	29
FIGURA 19 PUNTOS DE CONEXIÓN PROPUESTOS EN DIAGRAMA UNIFILAR	29
FIGURA 20 PUNTOS DE CONEXIÓN DE EQUIPOS	30

IV. ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1 CRITERIOS A CUMPLIR DEL CÓDIGO DE RED	4
TABLA 2 VOLTAJES MÁXIMOS Y MÍNIMOS MEDIDOS LÍNEA-LÍNEA	10
TABLA 3 VALORES DE FRECUENCIA MÁXIMA Y MÍNIMA.	11
TABLA 4 DISTORSIÓN ARMÓNICA MÁXIMA PERMITIDA.....	12
TABLA 5 DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL POR FASE (DATD).....	13
TABLA 6 LIMITES PARA PST Y PLT ESTABLECIDOS EN EL CÓDIGO DE RED	14
TABLA 7 RANGO DE PST	15
TABLA 8 RANGO DEL PLT	17
TABLA 9 VALORES DESBALANCE DE CORRIENTE.....	19
TABLA 10 RESUMEN DEL F.P.....	21
TABLA 11 RANGO DE POTENCIAS ACTIVA, REACTIVA, APARENTE	21
TABLA 12 PLAN DE TRABAJO	30
TABLA 13 CLASIFICACIÓN DE CENTROS DE CARGA SEGÚN EL NIVEL DE TENSIÓN.....	35
TABLA 14 REQUERIMIENTOS PARA TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO	35
TABLA 15 REQUERIMIENTO DE PRECISIÓN DE TRANSFORMADORES.....	36
TABLA 16 DATOS DE PLACA DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	36
TABLA 17 LEVANTAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	37
TABLA 18 CUMPLIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.....	37
TABLA 19 REQUERIMIENTOS PARA MEDIDORES PARA LIQUIDACIÓN	38
TABLA 20 LEVANTAMIENTOS MEDIDORES DE ENERGÍA.....	38
TABLA 21 RESUMEN DE REQUERIMIENTOS PARA MEDIDORES PARA LIQUIDACIÓN.....	39

1. ANTECEDENTES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Según datos del INEGI obtenidos en la encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares, el 99.6% de la población tiene acceso a la energía eléctrica de la red pública (Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares (ENCEVI) , 2018). Sin este insumo, el sector público no podría subsistir; se trata de un insumo esencial ya que debe de estar a disposición de los usuarios permanentemente. Sin duda, una de sus grandes limitantes es que es un insumo que se consume conforme se va generando, ya que no es posible su almacenamiento en grandes cantidades. Otra gran limitante es que no puede someterse a un “reproceso” de calidad una vez generado, lo que convierte en crítico su proceso de generación.

Actualmente en México se busca garantizar la continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica, mediante el establecimiento de tolerancias o límites de variación de tal manera que no se creen problemas al sistema eléctrico nacional y a los usuarios. El Código de Red es la regulación de carácter técnico que fue emitida por la Comisión Reguladora de Energía (C.R.E.) a nivel nacional cuyo objetivo es establecer las obligaciones que deben cumplir los usuarios del sistema eléctrico nacional (S.E.N.) que lleven a cabo actividades como planeación, control operativo, control físico, interconexión y conexión, principalmente, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro de energía eléctrica, y fomentar el desarrollo eficiente y confiable de la infraestructura del S.E.N., para beneficio de todos sus usuarios. (Diario Oficial de la Federación, 2016)

En general, el código de red se ha convertido en la principal herramienta del gobierno mexicano para asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional, por lo que todos los centros de carga conectados en media y alta tensión deben demostrar que cumplen con todos sus requerimientos.

Actualmente el centro de carga en estudio conectado en alta tensión no ha identificado los lineamientos y requisitos técnicos que le aplican del código de red, por lo cual puede ser sancionado económicamente o desconectado del S.E.N.

1.2 ALCANCE

Los espacios eléctricos objeto de estudio son: subestaciones eléctricas de alta, media y baja tensión (transformadores, interruptores, desconectadores, protecciones, etc.), equipo de compensación en media y baja tensión (bancos fijos de capacitores).

El proyecto no sólo se limitará a identificar los requisitos que el centro de carga cumple del código de red, sino que se complementará con la adquisición e instalación del equipo necesario.

El presente reporte detalla, cuáles son las etapas en las que se ha avanzado respecto al cumplimiento de un centro de carga conectado a 115kV, cuáles son los puntos pendientes y los pasos para seguir para asegurar el cumplimiento a esta regulación.

La presente investigación se enfocará en identificar los requerimientos técnicos aplicables del código de red al centro de carga de estudio.

1.3 OBJETIVO GENERAL

Hacer una evaluación del sistema eléctrico del centro de carga de estudio que permita identificar qué aspectos normativos del código de red le aplican; proponer lo necesario para asegurar su cumplimiento.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar requerimientos específicos aplicables de la norma al centro de carga
2. Identificar cumplimiento o no cumplimiento de cada requisito de la norma
3. Apoyar en el diseño de propuestas que logren asegurar el cumplimiento
5. Liberación (aprobación) de ingenierías eléctricas y civiles para la fabricación e instalación

1.5 MARCO TEÓRICO

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es una dependencia de la Administración Pública Federal centralizada, con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, como

se establece en el párrafo octavo, del artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. La CRE está dotada de autonomía técnica, operativa y de gestión, y cuenta con personalidad jurídica propia y capacidad para disponer de los ingresos que deriven de las contribuciones y contraprestaciones establecidas por los servicios que preste conforme a sus atribuciones y facultades, es decir, cuenta con la facultad jurídica para emitir resoluciones que aseguren la correcta generación, distribución y uso de los recursos eléctricos. Uno de los resoluciones que actualmente ha publicado la Comisión Reguladora de Energía y en el cual se centra la presente investigación es el código de red. (C.R.E, 2016)

El código de red es una resolución por la cual la comisión reguladora de energía expide las disposiciones administrativas o regulaciones técnicas que todo centro de carga conectado al sistema eléctrico nacional debe cumplir en materia de calidad de energía eléctrica, es decir, contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico nacional.

El Código de Red fue emitido por la CRE a través de la resolución RES/151/2016, publicada en dos partes en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 8 de abril de 2016. De conformidad con el resolutive Tercero de la resolución RES/151/2016, el Código de Red entró en vigor al día siguiente de su publicación en el DOF. Por lo anterior, desde su entrada en vigor es de carácter obligatorio para los sujetos a los que les resulte aplicable en los términos previstos en dicho documento. (C.R.E. ¿qué es el código de red?, 2016)

Para la evaluación del cumplimiento de los parámetros de calidad de energía de centros de carga conectados al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que se estipulan en el “Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga” dentro del Código de Red, se realizan mediciones de calidad de energía con equipo especializado por un período de siete días en el bus principal (en este caso de 115 kV en la subestación principal) ubicado en San Luis Potosí, S.L.P.

Este estudio presentará la evaluación detallada de cada uno de los parámetros de calidad de energía y factor de potencia estipulados en el Código de Red emitido por la Comisión Reguladora de Energía vigente desde el pasado 8 de abril del 2016, cuyo cumplimiento ha sido de carácter obligatorio a partir del 9 de abril del 2019.

De acuerdo con los nuevos lineamientos del Código de Red, los centros de carga conectados al SEN (Sistema Eléctrico Nacional) deben cumplir con el “Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga” descrito en dicho documento. Los parámetros críticos que se regulan en este documento son: calidad de energía (armónicos, flicker y desbalance) y factor de potencia.

En la tabla 1 se muestran a manera de resumen cuales son los lineamientos en cuestión de calidad de energía que todo centro de carga conectado en alta tensión debe cumplir según el código de red:

Tabla 1 Criterios a cumplir del código de red

Requerimientos aplicables del código de red al centro de carga	
Calidad de la energía	
1	Variaciones de tensión de manera permanente, temporal y transitoria
2	Componentes armónicas máximas individuales de corriente (DATD)
3	Variación de tensión flicker PST y PLT
4	Desbalance de corriente
5	Potencias y factor de potencia

Variaciones de tensión (voltaje): El primer criterio de la tabla 1 son las vas variaciones transitorias de tensión, que son aquellos cambios súbitos de la tensión de alimentación que suceden desde pocos ciclos hasta los segundos de duración y que pueden tener magnitudes menores que 0.90 y mayor que 1.10 el voltaje nominal de la alimentación entre los que podemos mencionar (depresiones, elevaciones y pérdida del voltaje de alimentación).

Las variaciones transitorias de la tensión pueden ser generadas en el Sistema Eléctrico Nacional principalmente por fallas de corto circuito, desconexión y cierre de líneas de transmisión y distribución, descargas atmosféricas sobre el hilo de guarda de la líneas de transmisión y distribución o puntos cercanos a estas; en los centros de carga por energización y des energización de bancos de capacitores, arranque a tensión plena de motores de gran capacidad y energización de transformadores de gran capacidad. Las variaciones transitorias de la tensión también se

conocen como disturbios en el voltaje y se muestran en la figura 1 (Comision Federal Electricidad, 2005, pág. 9).

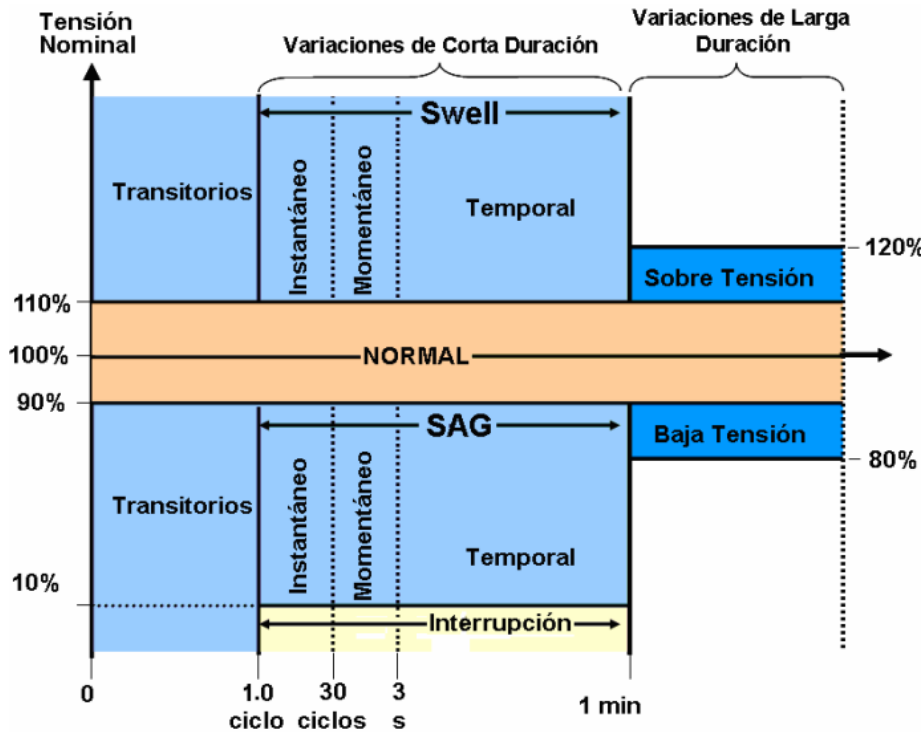


Figura 1 Perturbaciones de tensión

Con el objetivo de minimizar los disturbios dentro del SEN y garantizar el suministro de energía eléctrica, el Código de Red ha impuesto los límites dentro de los cuáles un centro de carga debe aceptar bajos o sobrevoltajes con respecto a su nivel de tensión nominal sin “desconectarse”, esto con el fin de evitar el daño los equipos, principalmente los que contengan sistemas “sensibles” como sistemas de automatización, electrónica de potencia o redes informáticas, este tema se evaluará en el capítulo 2.1.

Armónicas eléctricas: El segundo punto que se evalúa en un centro de carga de alta tensión del código de red, son los límites de los componentes armónicos individuales de corriente (%IL). Para este caso, el parámetro %IL es tomado como la corriente máxima registrada durante la medición que se hace en la subestación principal del centro de carga, esto contemplando que el periodo de medición es bajo operación normal de la planta y de al menos 7 días con mediciones cinco-minutales. De esta manera, se realiza el cálculo de la impedancia relativa, la cual indica los límites de evaluación correspondientes para el Centro de Carga.

Una armónica como la de la figura 2, es una componente senoidal de la señal eléctrica u de una onda periódica no senoidal llamada fundamental, que contiene una frecuencia correspondiente a un número múltiplo entero de la onda de frecuencia fundamental; dicho en otras palabras la quinta armónica en una frecuencia de 60Hz se presenta aproximadamente a los 330Hz (justamente cuando se repite 5 veces la frecuencia fundamental).

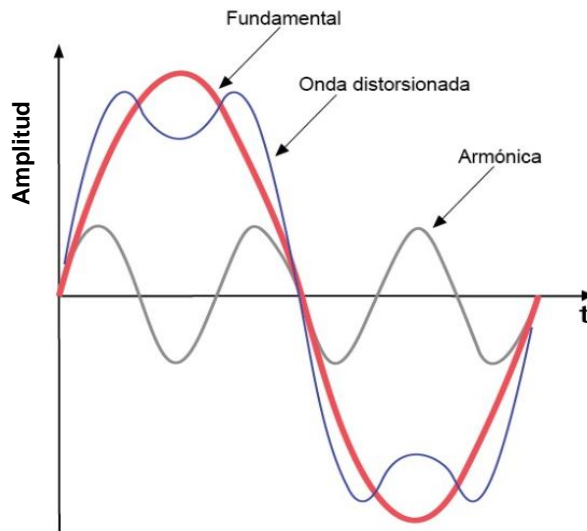


Figura 2 Armónicas

Esta “malformación” está originada por los equipos electrónicos que consumen energía eléctrica de una forma “no lineal”, es decir, de una forma no continua en el tiempo. Esta forma de consumir electricidad provoca que la forma de onda senoidal de la corriente eléctrica se distorsione.

La presencia de armónicos en una instalación, o red de distribución eléctrica puede ocasionar muchos problemas, tales como:

Sobrecalentamientos en los cableados principalmente en el neutro, debido al efecto pelicular, disparos intempestivos de Interruptores, bajo factor de potencia y daño prematuro e incluso destrucción de las baterías o bancos de capacitores utilizados para su corrección debido a factores como resonancia y amplificación de armónicas, deformación de forma de onda de la tensión, y consiguiente daño de los aparatos eléctricos, degradaciones del aislamiento de los transformadores, pérdida de capacidad de potencia, etc.

Normalmente por el tipo de carga inductiva de todos los centros de carga la 5ta armónica está presente aunque en niveles por debajo de lo permitido.

Flicker (parpadeo): El tercer punto por evaluar del código de red es el flicker, comúnmente conocido como parpadeo, que se podría definir sencillamente como la impresión de inestabilidad que se percibe en la sensación visual inducida por una fuente de luz (foco) cuya iluminación fluctúa con el tiempo. En otras palabras, el término “parpadeo” se aplica a las variaciones cíclicas que se producen en la intensidad de la luz emitida por una lámpara debido a fluctuaciones de la tensión que la alimenta.

El flicker se considera un efecto con diversas consecuencias en la percepción humana debido a que puede generar fatiga, disminuir los niveles de concentración o una mayor incidencia de dolores de cabeza.

Debido a estos inconvenientes que se pueden presentar con el ser humano en áreas de trabajo, estándares internacionales han establecido límites permisibles, que regulan los niveles para reducir la severidad de la percepción humana de este fenómeno eléctrico mediante dos tipos de Flicker denominados como: PST (Short Term Perceptibility) y PLT (Long Term Perceptibility) en los cuales están basados los estándares internacionales como IEEE e IEC, estos términos se expresan en función del tiempo de duración, manteniéndose como unidades de medida y no son dimensionables. (Servicios de protección eléctrica, 2018)

Tal como lo expresa el Requerimiento 3.8 Calidad de la Potencia del Código de Red, el PST se evalúa en un período de 10 minutos, mientras que el PLT se calcula mediante 12 valores de PST registrados en periodo de 2 horas. Esta regulación esta referenciada a la especificación CFE L0000-45 “Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica” (Comision Federal Electricidad, 2005, pág. 4) la cual a su vez se basa en el estándar IEEE-519.

Se considera que los Hornos de Arco Eléctrico al ser los sistemas de potencia más significativos, son los principales causantes de generar altos niveles de Flicker tanto PST como PLT, debido a su operación normal, que consiste en crear un arco eléctrico dando como resultado las fluctuaciones de tensión que se hacen más severas en función de la potencia que demanda el equipo.

Desbalance de corriente: El cuarto punto aplicable al centro de carga es el desbalance de corriente, este apartado del código de red nos indica la relación de un sistema trifásico en que las magnitudes de las corrientes y/o las diferencias angulares relativas no son iguales.

Un sistema trifásico se encuentra desbalanceado cuando:

Los ángulos de desfase entre las tensiones de este no son iguales o cuando los módulos de la componente fundamental de las tensiones del sistema no son iguales.

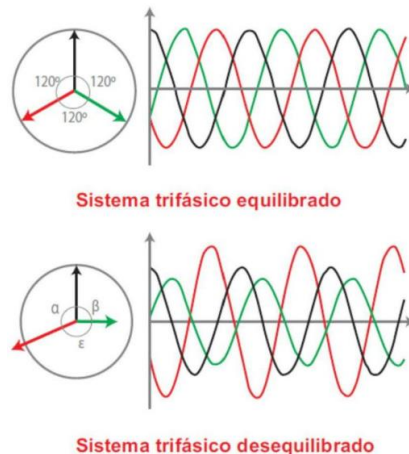


Figura 3 Desbalance de corriente

Esto ocurre por lo general cuando a un sistema que originalmente estaba balanceado, se le agregan cargas de una fase sin balancearlas correctamente, es decir, que las impedancias estén balanceadas; la señal generada se ilustra en la figura 3.

Este fenómeno conlleva importantes consecuencias negativas para las redes de distribución como pérdidas por calentamiento o la disminución en la eficiencia de los motores de inducción trifásicos.

Por último pero no menos importante, tenemos el factor de potencia (FP), este es considerado como un indicador sobre el correcto aprovechamiento de la energía.

El factor de potencia puede tomar valores entre 0 y 1, donde 1 es el valor ideal e indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo. Por el contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa mayor consumo de energía para producir un trabajo útil. La potencia aparente (kVA) es la suma de la potencia real (kW) + la potencia reactiva (kVAr). La potencia real es la potencia útil o la que hace el trabajo, mientras que la potencia reactiva es la potencia "no útil". Lo podemos observar en el triángulo de la figura 4.

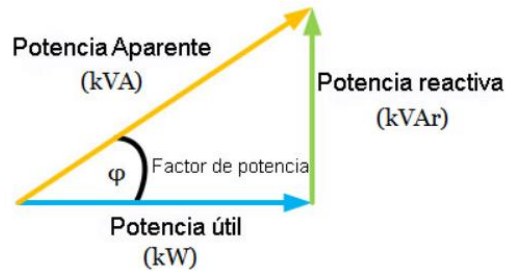


Figura 4 Factor de potencia

Según el código de red los centros de carga conectados en Alta Tensión deben mantener un factor de potencia entre 0.95 y 1.0 al menos el 95% del tiempo. Después de 10 años de la emisión de CR (abril de 2026), este requerimiento se modificará a un factor de potencia entre 0.97 y 1.0 el 97% del tiempo.

2. ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL CENTRO DE CARGA

Como metodología para determinar el cumplimiento del centro de carga, se instalarán analizadores de calidad de energía. Estos analizadores son dispositivos avanzados que permiten detectar y registrar todos los detalles de las perturbaciones eléctricas en un sistema, nos ayudan a realizar análisis de tendencias y verificar la calidad del suministro eléctrico durante intervalos definidos y en los puntos de interés; los medidores a instalar cumplen con el requisito del código de red en materia de precisión (Clase A), según el estándar eléctrico internacional descrito en la Norma Internacional IEC 61000-4-30.

Se evaluarán los 5 puntos de calidad de energía establecidos en el código de red que se mencionaron en la tabla 1.

2.1 VARIACIONES DE TENSIÓN

La evaluación del centro de carga en estudio se realizó sobre los valores medidos durante una semana en la acometida (punto de conexión) de 115kV, esta fue realizada por medio de un medidor

Elspec G4500 Black Box, Clase A (como lo solicita el Manual del código de red). El código de red estipula que la tensión máxima para los centros de carga conectados a este nivel de tensión es de 126.5kV y 103.5kV (lo que se traduce en porcentaje como $\pm 10\%$ del voltaje nominal).

El comportamiento del voltaje de la red se representa en la figura 5, donde podemos observar los valores máximo y mínimo que se presentaron en la red en un periodo de 7 días:

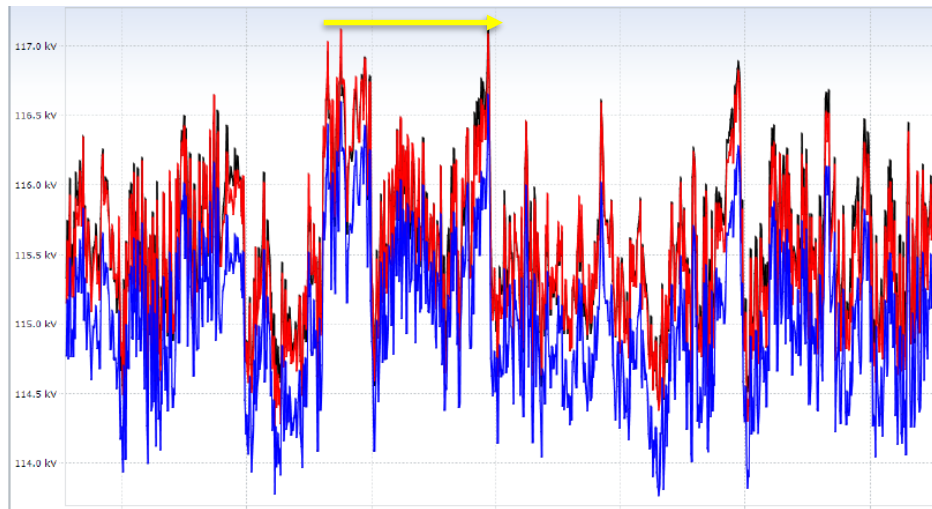


Figura 5 Tendencia de tensión línea a línea

El voltaje máximo entre línea y línea fue de 117.56kV como se indica con la flecha amarilla; el voltaje mínimo medido en este periodo fue de 113.39kV. El valor máximo registrado representa una variación del 2.2% del valor nominal del voltaje; con estos resultados podemos concluir que el centro de carga en estudio cumple con el rango de tensión estipulado en el código de red al no ser mayor la variación al 10%.

Tabla 2 Voltajes máximos y mínimos medidos línea-línea

Voltaje Linea-Linea						
Fase	Promedio	Min	Max	Unidades	Línea	Desviación maxima
L1	115,575.79	114,008.00	117,417.80	V	-	2.1%
L2	115,522.70	113,893.80	117,558.60	V	-	2.2%
L3	115,017.67	113,393.60	117,008.80	V	-	1.7%

2.2 VARIACIONES DE FRECUENCIA

En México la frecuencia eléctrica a la que trabajan los equipos de corriente alterna es de 60 Hz, considerando que una frecuencia diferente puede comprometer la seguridad y el desempeño de los equipos, de acuerdo con la infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional.

El código de red estipula que los centros de carga conectados en 115kV deberán ser capaces de soportar variaciones de frecuencia y permanecer conectados, de acuerdo con lo establecido en la tabla 3:

Tabla 3 Valores de frecuencia máxima y mínima.

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

Las mediciones realizadas arrojaron los resultados que se muestran en la figura 6:

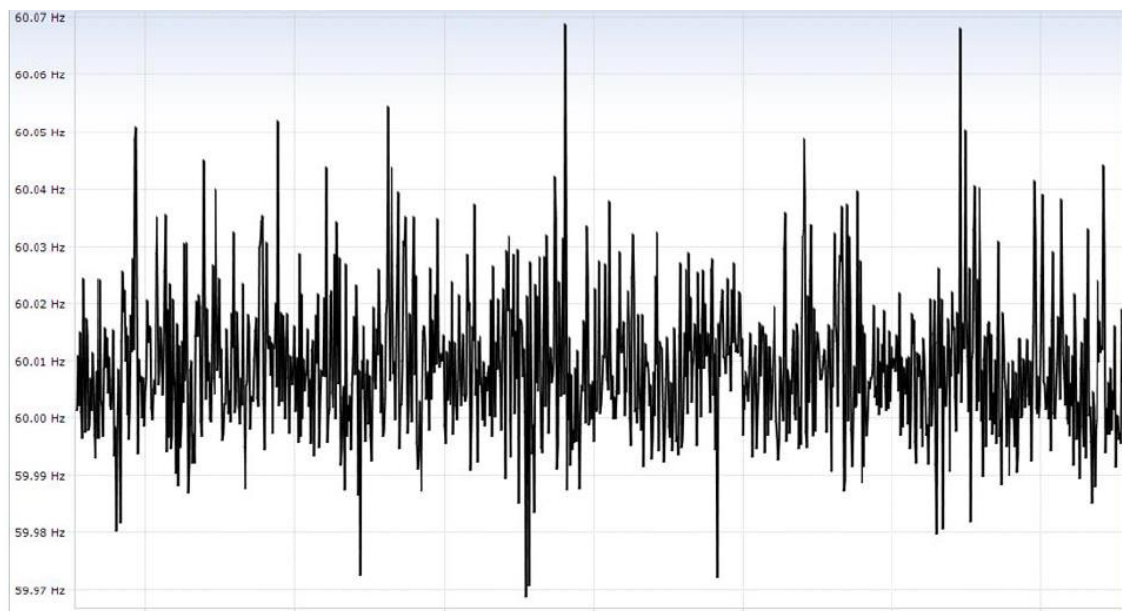


Figura 6 Frecuencia medida en el punto de conexión

La frecuencia máxima medida en el periodo de 7 días fue de 60.08, la mínima de 59.71 y la promedio de 60.01 Hz; de estos resultados se puede concluir que el centro de carga cumple con este requisito.

2.3 COMPONENTES ARMÓNICAS MÁXIMAS

Como se mencionó anteriormente, una armónica se puede definir a grandes rasgos como una “malformación” de la onda senoidal fundamental del suministro eléctrico; esta es originada por los equipos electrónicos que consumen energía eléctrica de una forma “no lineal”, es decir, de una forma no continua en el tiempo. Los armónicos son tensiones senoidales que poseen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia a la cual el sistema de alimentación fue diseñado para operar. Esta forma de consumir electricidad provoca que la forma de onda senoidal de la corriente eléctrica se distorsione, como se muestra de forma gráfica en la siguiente figura:

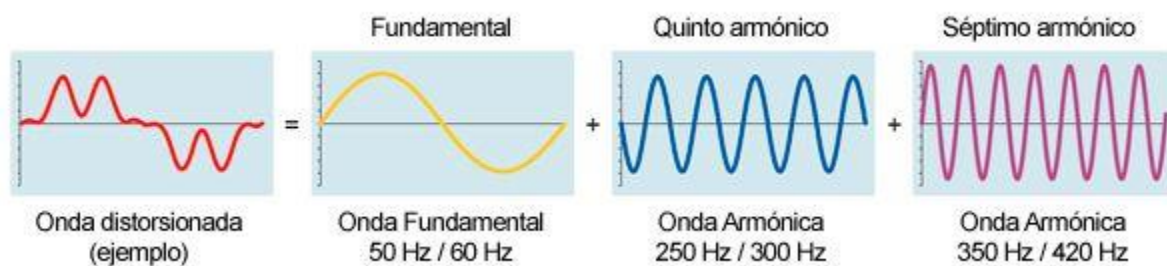


Figura 7 Ejemplo de armónicas

Para determinar que niveles de distorsión armónica son normales o aceptables en un sistema eléctrico de potencia el código de red se basa en varios estándares que han desarrollado organizaciones internacionales, en México la referencia que utiliza la C.F.E. en su especificación L0000-45 es la publicada por la IEEE-519 como se indica en la tabla 4.

Tabla 4 Distorsión armónica máxima permitida

Impedancia relativa (I_{CC}/I_L)	Componente armónico individual máximo de corriente para armónicas impares (CAIMC) %					Distorsión armónica total de demanda (DATD) %
	$h < 11$	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 23$	$23 \leq h \leq 35$	$35 \leq h$	
$(I_{CC}/I_L) < 20$	2	1	0,75	0,3	0,15	2,5
$20 \leq (I_{CC}/I_L) < 50$	3,5	1,75	1,75	0,5	0,25	4
$50 \leq (I_{CC}/I_L) < 100$	5	2,25	2	0,75	0,35	6
$100 \leq (I_{CC}/I_L) < 1000$	6	2,75	2,5	1	0,5	7,5
$(I_{CC}/I_L) > 1000$	7,5	3,5	3	1,25	0,7	10

En la figura 8 podemos observar los resultados (en porcentaje) de las mediciones de armónicas que se realizaron en el punto de conexión del centro de carga, de la primera a la 49 armónica:

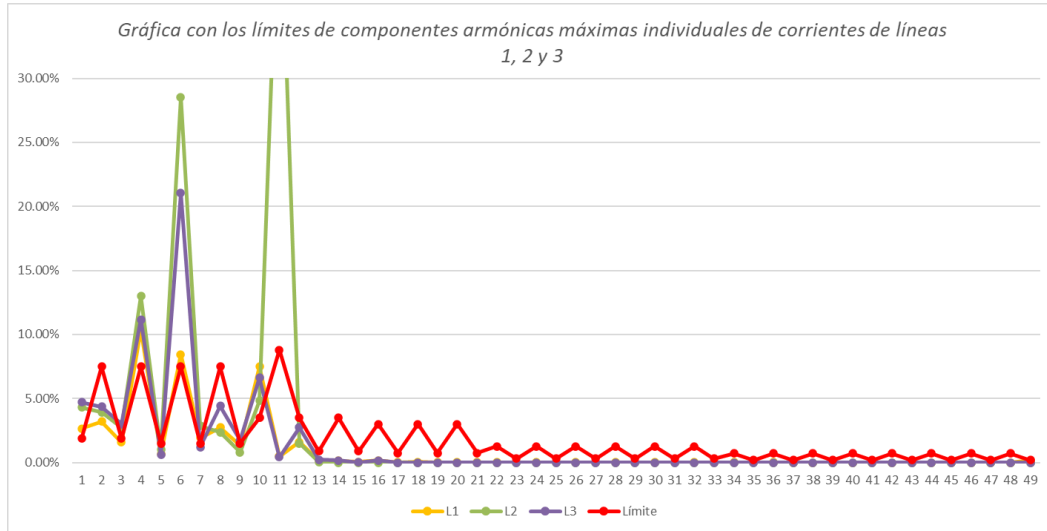


Figura 8 Evaluación de límites de componentes armónicas corrientes

En la gráfica podemos observar que el límite en color rojo es superado en la 2da, 4ta, 5ta, 7ma y 9na armónica.

Podemos concluir que el centro de carga incumple en la 2, 4, 5, 7, 8 y 11va armónica y con la DATD (el cual se resume en la tabla 5).

Tabla 5 Distorsión armónica total por fase (DATD)

Distorsión Armónica Total de Demanda				
Línea	RMS (A)	DATD	Límite	Cumplimiento
L1	10.83	16.45%	10.0%	NO
L2	9.28	32.64%	10.0%	NO
L3	8.57	26.34%	10.0%	NO

2.4 VARIACIÓN DE TENSIÓN FLICKER PST Y PLT

Como se mencionó anteriormente el flicker se puede decir en términos generales como un cambio visible y repetitivo de la intensidad de la luz causado por fluctuaciones de voltajes de las redes eléctricas.

El PST (flicker de corta duración por sus siglas en inglés) se evaluó en un período de 10 minutos, mientras que el PLT (flicker de larga duración) se calculó mediante 12 valores de PST registrados en periodo de 2 horas. Esta regulación esta referenciada a la especificación CFE L0000-45 “Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica” la cual a su vez se basa en el estándar IEEE-519. (RADTHINK, 2019)

La fluctuación de tensión de corto término (PST) y la fluctuación de tensión de larga duración (PLT) establecidos en el código de red para este centro de carga se limitan por los valores de la tabla 6:

Tabla 6 Limites para PST y PLT establecidos en el código de red

Variable	Limite
PST	≤ 1
PLT	≤ 0.65

En la figura 9 se muestran los resultados obtenidos del flicker en el periodo de medición:

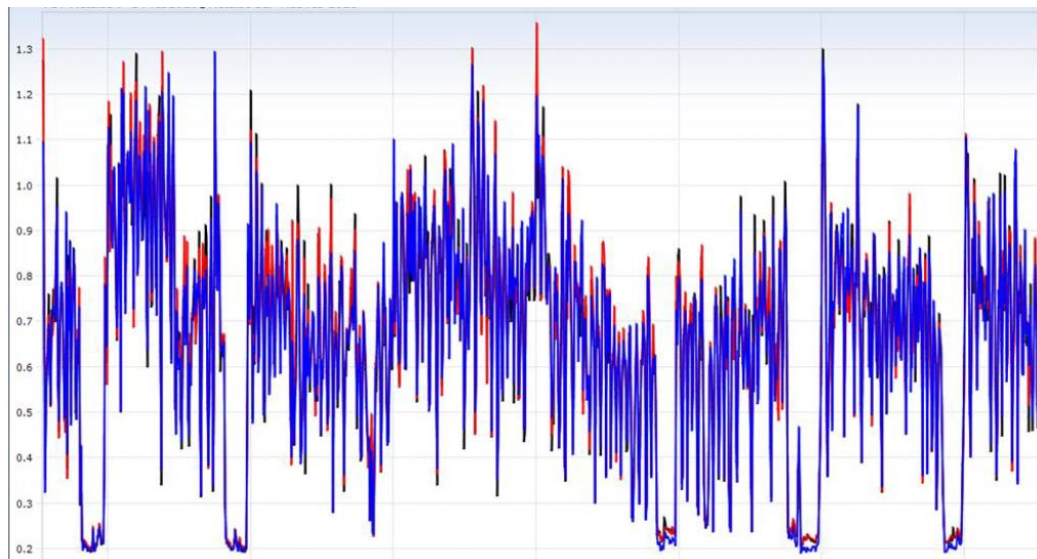


Figura 9 Tendencia de PST

En la figura 9 se observa que los valores mínimo y máximo de PST son 0.19 y 1.54 respectivamente, en la fase 2 o Pst2 (en color rojo). La tabla 7 muestra un resumen del promedio, mínimo, máximo de PST en el periodo de medición.

Tabla 7 Rango de PST

PST				
Fase	Promedio	Min	Max	P0.95
Pst1	0.66	0.19	1.36	1.06
Pst2	0.66	0.19	1.54	1.07
Pst3	0.65	0.19	1.38	1.06

El cumplimiento es considerado dentro de $PST \leq 1$, por lo tanto podemos concluir que el sistema no cumple con los rangos definidos en el código de red para el PST. Típicamente los centros de carga que tienen “picos” o momentos donde el centro de carga momentáneamente tiene un incremento en el consumo (potencia aparente), tienden a mantener el PST por fuera los permitido en el código de red, esto hace que la potencia promedio y el PST estén relacionados en función del tiempo.

A continuación, se muestra un comparativo entre el perfil de potencia del centro de carga y el perfil de PST.

Al momento donde el PST alcanza su valor máximo (fecha amarilla), como podemos observar en ese instante no hay un incremento en la potencia promedio de la planta (grafica parte inferior en MW)

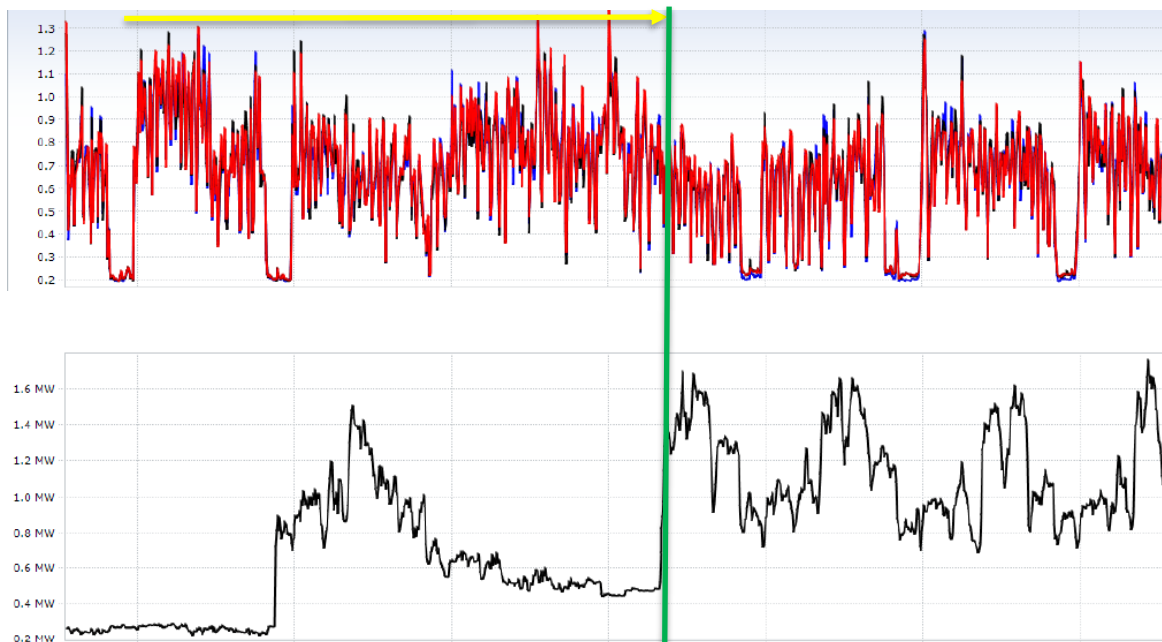


Figura 10 Comparativo de Flicker PST y potencia promedio

En la figura 10 podemos observar que la variación del PST no está relacionada con las variaciones en el consumo de potencia del centro de carga (ya que los niveles máximos de PST no se obtienen durante los “picos” de consumo).

Al no estar la variación de potencia relacionada con los parámetros fuera del flicker PST (ya que no están relacionados de ninguna manera en el tiempo), se puede concluir que el centro de carga no está generando que el PST esté fuera de lo establecido por el código de red, sino más bien es la propia red de distribución eléctrica la que está causando (a través de alguno de los centros de carga conectados al mismo nivel de tensión) la variación del PST.

Al no estar relacionado el PST con el perfil de potencia promedio del centro de carga, no es responsabilidad de este el no cumplir con este requisito.

A continuación, se muestran los valores del flicker PLT obtenidos durante la medición en el punto de conexión:

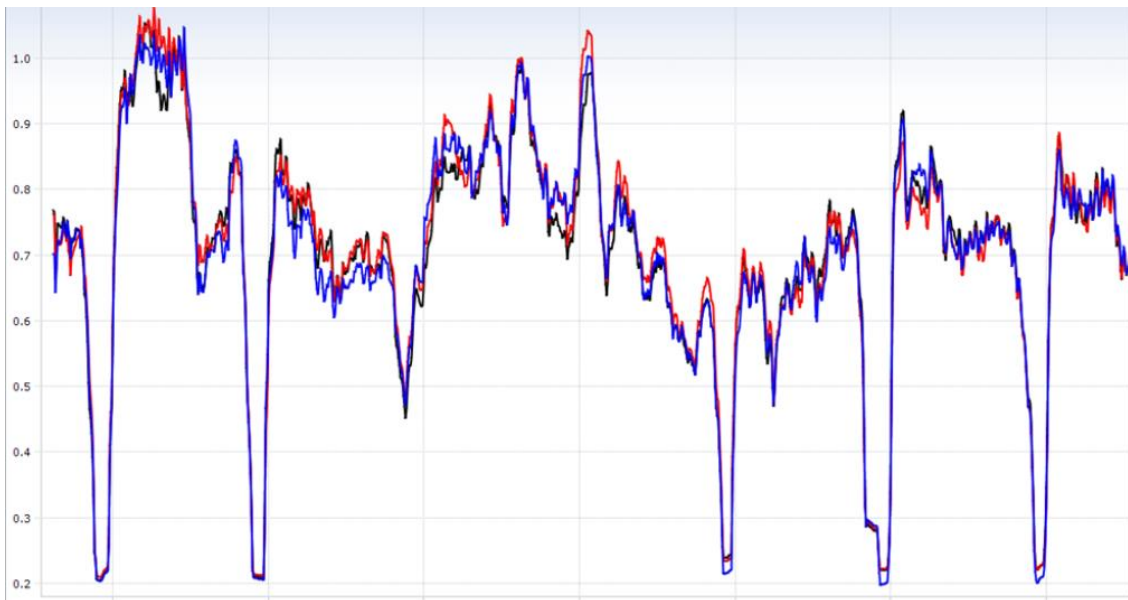


Figura 11 Tendencia del PLT

Tabla 8 Rango del PLT

PLT					
Fase	Promedio	Min	Max	P0.95	Linea
Plt1	0.70	0.23	1.02	0.94	—
Plt2	0.71	0.23	1.04	0.96	—
Plt3	0.70	0.23	1.01	0.94	—

De acuerdo con los datos que se muestran en la figura 11, el PLT oscila entre 1.04 y 0.23 en la fase Plt2.

En la tabla 8 se muestran los valores mínimo, máximo y promedio por fase.

El cumplimiento es considerado dentro de $PLT \leq 0.65$, por lo tanto podemos concluir que el sistema no cumple con los rangos definidos en el código de red para el PLT.

Al igual que con el flicker PST, observamos el comparativo entre la potencia promedio y el flicker PLT:

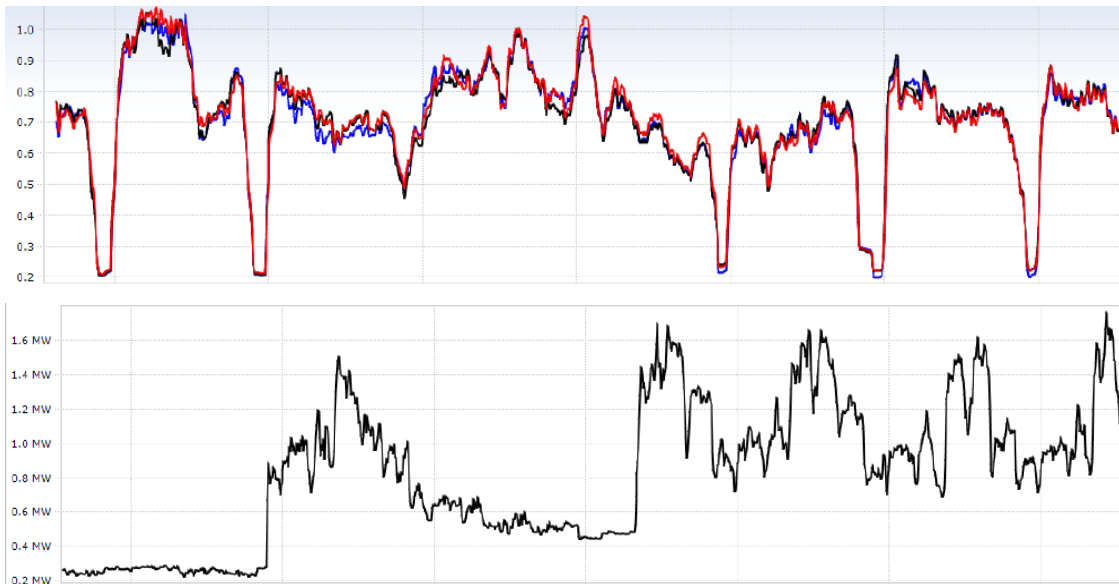


Figura 12 Comparativo de Flicker PLT y potencia promedio

Al no estar relacionada la potencia promedio con el flicker PLT en función del tiempo (comparados en la figura 12), podemos concluir que el incumplimiento a este parámetro no es ocasionado por el centro de carga y por lo tanto el centro de carga no es responsable por el incumplimiento.

2.5 DESBALANCE DE CORRIENTE

Al estar conectado el centro de carga a una red de tres fases (trifásica) de 115kV, es importante para el distribuidor o vendedor de la energía eléctrica que el consumo o amperaje en estas 3 fases sea lo más simétrico posible ya que de lo contrario su sistema eléctrico se ve afectado.

El desbalance de corriente permitido para el centro de carga según su nivel de tensión corresponde a un valor menor o igual al 4%. A continuación, se muestran los valores obtenidos de la medición del desbalance de corriente:

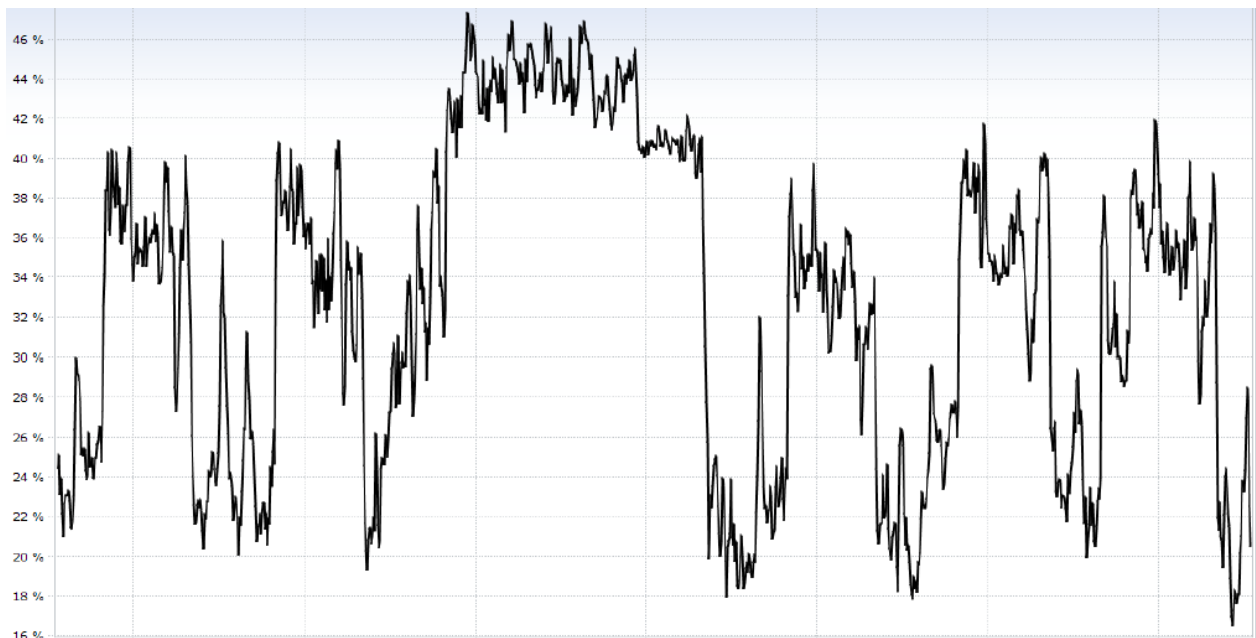


Figura 13 Promedio de desbalance de corriente

En la figura 13 podemos observar que el valor máximo de desbalance de corriente es superior al 47% en un periodo relativamente momentáneo (con duración mayor a 5 minutos); el valor mínimo de desbalance es 16%.

Tabla 9 Valores desbalance de corriente

Desbalance de Corriente U2/U1					
Fase	Promedio	Min	Max	P0.95	Linea
U2/U1	32.4%	16.0%	47.2%	44.7%	—

Dado que el valor máximo registrado durante las mediciones fue de 47.2%, podemos concluir que el centro de carga incumple con este requisito del código de red.

2.6 POTENCIAS Y FACTOR DE POTENCIA

Con base en la tendencia de potencias se realiza la evaluación de factor de potencia teniendo como requerimiento cumplir el 95% tiempo con un factor de potencia de 0.95 en la actualidad, obteniendo como resultado lo siguiente:

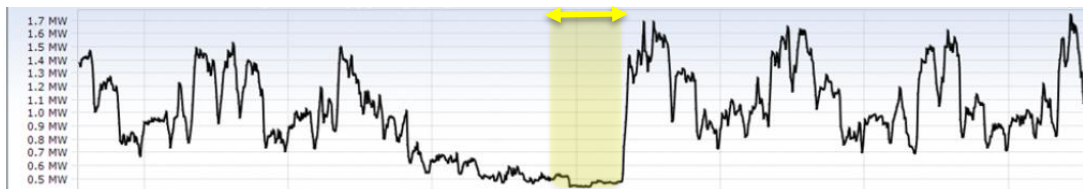


Figura 14 Potencia total activa



Figura 15 Potencia reactiva promedio



Figura 16 Potencia total aparente

Como se observa en la figura 14, hay un periodo (marcado en colocar amarillo) donde la potencia total activa del centro de carga es de 0.5MW mientras la potencia total aparente es de aproximadamente 0.9MW; este comportamiento se explica debido a que en ese periodo la potencia reactiva promedio es negativa (entrega o suministra potencia reactiva al sistema eléctrico de suministro), y es de aproximadamente -700kVAr.

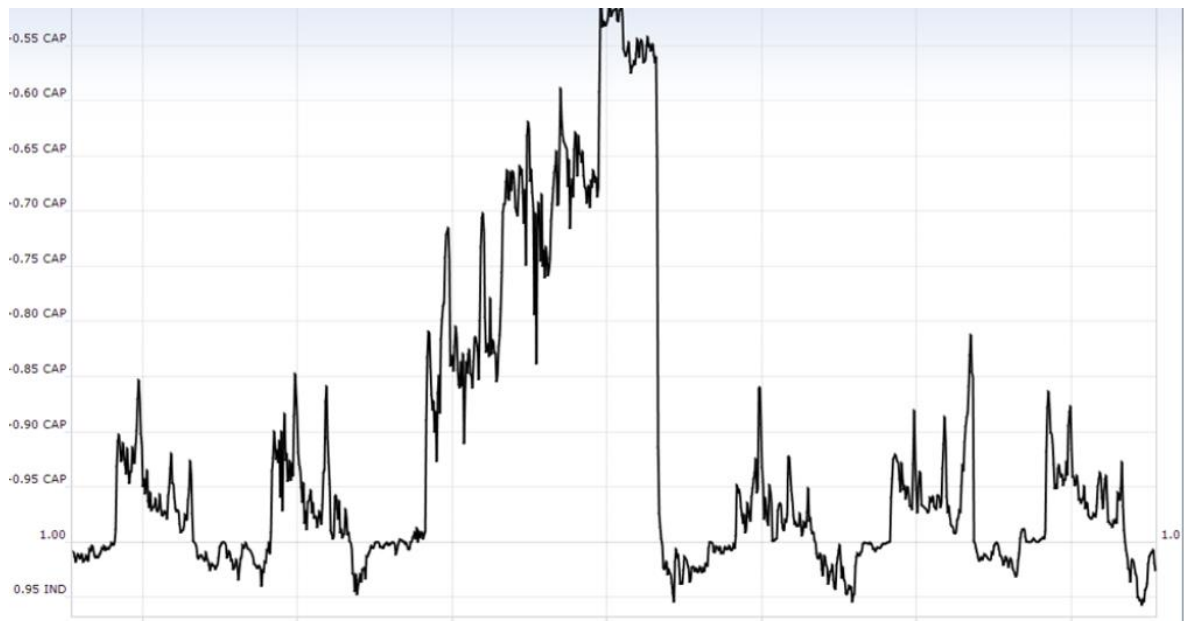


Figura 17 Tendencia del factor de potencia

Como podemos observar en la figura 17, el centro de carga está sobre compensando la mayor parte del tiempo (va en adelanto), particularmente en el periodo donde la potencia total activa alcanza su valor mínimo. Esto se explica fácilmente ya que el centro de carga tiene instalado un banco de 2400KVAR en media tensión (posiblemente calculado para una potencia aparente mayor en el pasado). Esto genera incumplimiento en el factor de potencia que solicita el código de red.

En la tabla 10 se muestra el resumen general de los resultados obtenidos del factor de potencia.

Tabla 10 Resumen del F.P.

FP		
Promedio	Min	Max
- 0.45	- 1.00	1.00

CUMPLIMIENTO DE FP 0.95
36%

TIEMPO CON FP EN ADELANTO
63%

TIEMPO CON FACTOR DE POTENCIA INDUCTIVO MENOR A 0.95
1.3%

Adicionalmente en la tabla 11 se muestra el rango de potencias promedio, minimas y maximas alcanzadas durante el muestreo.

Tabla 11 Rango de potencias activa, reactiva, aparente

Potencias				
Potencia	Promedio	Min	Max	Unidades
P	981,253.74	251,371.50	1,768,165.00	W
Q	- 137,982.19	- 743,083.90	605,005.60	VAr
S	1,091,286.12	730,177.80	1,883,583.00	VA

2.7 CUMPLIMIENTO AL MANUAL DE REQUERIMIENTOS DE TIC'S

Como complemento al código de red, el 4 de diciembre de 2017 se emitió un ACUERDO en el D.O.F. llamado "Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista" mediante el cual se establecen las reglas mediante las cuales se rige el MEM (refiriéndose a instrumentos de medición). Hoy en día el centro de carga no cuenta con transformadores de potencial y de corriente propios para su medición, es decir, se cuenta con medidores para liquidación de CFE y a su vez se cuenta con un medidor de uso del centro de carga que están conectados en "paralelo" (cosa que el acuerdo anteriormente mencionado ya no permite).

Otra desventaja al no cumplir con estos lineamientos es que no será posible solicitar un aumento de carga o una modificación a su subestación hasta no instalar equipos propios para medición de CFE (precisión del 0.2, bidireccionales y de doble devanado) y otros equipos independientes para la medición del centro de carga y para la conexión de sus protecciones; esto conlleva una etapa adicional (de la que se habla en el anexo 1, capítulo 5 del presente proyecto) en la cual el centro de carga deberá trabajar como proyecto en 2023 .

2.8 DISEÑO DE LA SOLUCIÓN PARA CUMPLIR EL CÓDIGO DE RED

Dados los resultados obtenidos en las mediciones que se realizaron en el punto de conexión (capítulo 2.3), el equipo de diseño eléctrico del corporativo (del centro de carga) propuso lo siguiente:

Instalación de filtro de armónicas automático de operación rápida en media tensión 13.8kV sintonizado a la 5ta armónica, el cual consta de 17 pasos con una potencia total efectiva de 1530KVA, considerado gabinete nema 3R, instalación de red de tierras, conexión directa en poste de subestación principal con desconectador de aire y protecciones de corriente y voltaje (50/51/59,27 y 59N), seccionador por paso 1250A 36kV 25kA. Este equipo se propone tomando las siguientes consideraciones:

- ✓ Este equipo garantiza el cumplimiento del código de red para las variables de factor de potencia (al ser un filtro variable y automático), de igual forma al estar sintonizado a la 5ta armónica disminuye el porcentaje de esta.
- ✓ Este filtro cumple con el requerimiento del código de red de 2026 (factor de potencia por arriba del 0.97 y por debajo del 1 durante el 98% del tiempo).
- ✓ Al retirar el banco de capacitores de media tensión disminuye gran parte de las armónicas presentes en el punto de conexión (al no ser variable el banco de capacitores actual las amplifica)
- ✓ Existe espacio suficiente disponible en la subestación principal cumpliendo con la normativa eléctrica vigente (NOM 01 SEDE 2012)
- ✓ El filtro es modular, es decir, se pueden agregar pasos adicionales conforme aumente la potencia total del centro de carga (con la potencia del filtro propuesta sólo se podría compensar hasta un 15% de crecimiento).

- ✓ Es necesario habilitar la medición del ION 7330 que se encuentra conectado a los TC's y TP's de alta tensión (de lo contrario se tendrían que cambiar los TC's y TP's actuales ya que no cumplen con los requisitos mínimos requeridos por CFE)

En la figura 18 se muestra el diagrama simple de los equipos propuestos y sus protecciones:

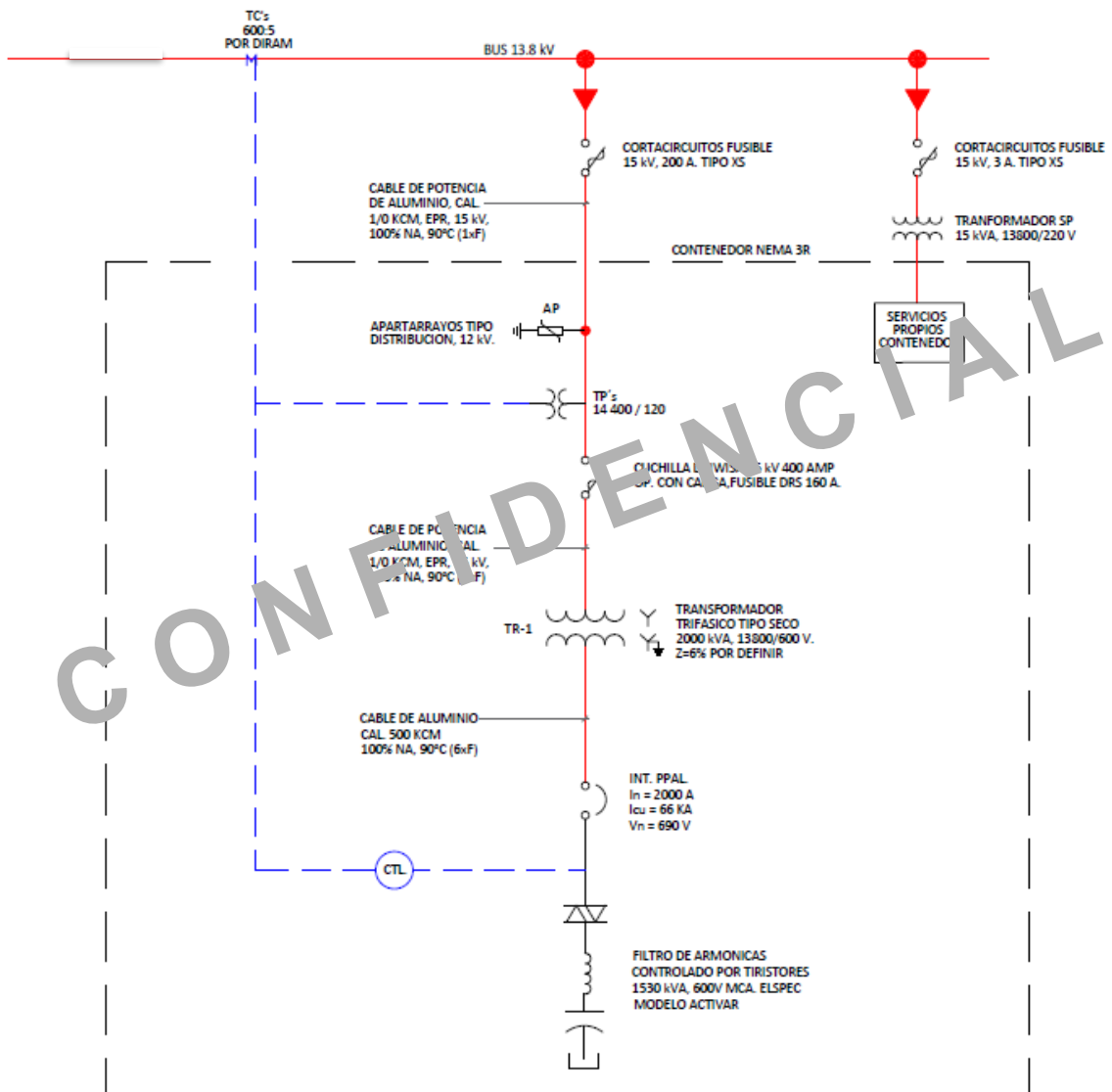
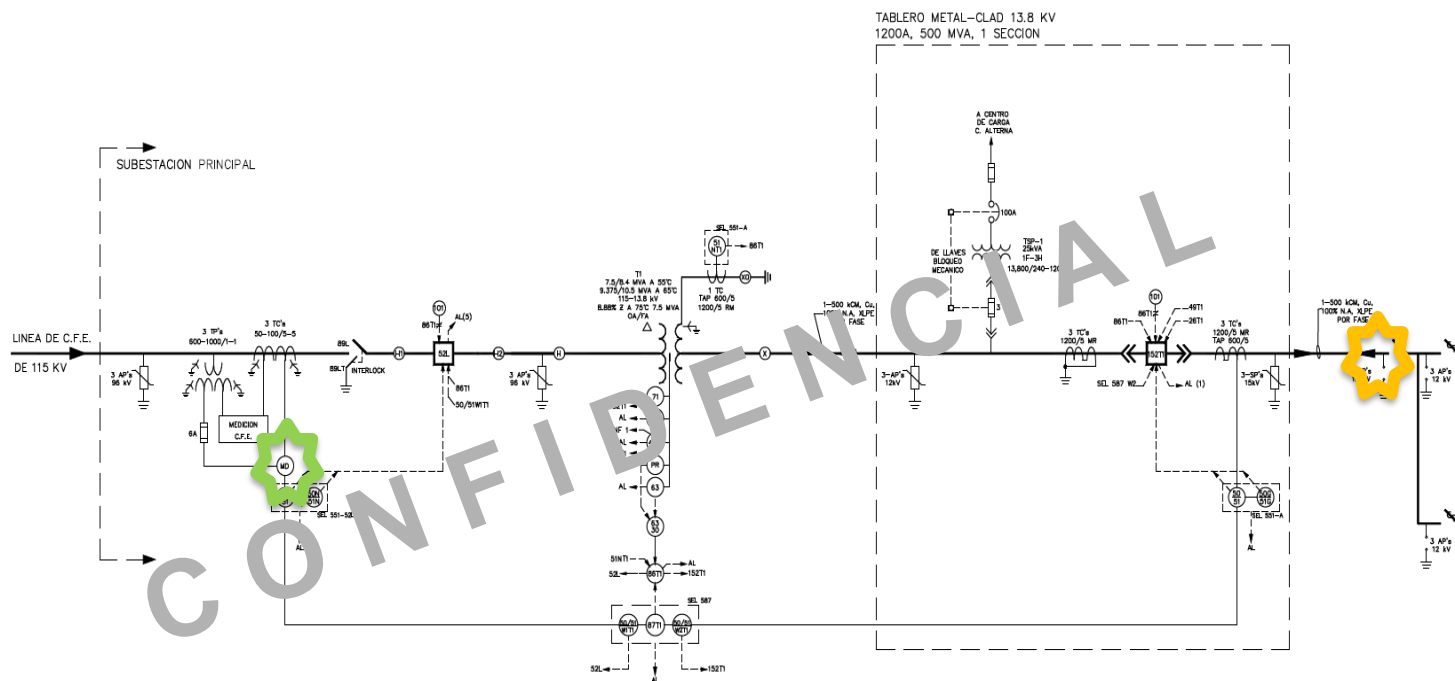


Figura 18 Diagrama del filtro automático propuesto

A continuación en la figura 19 se muestra el punto de medición y de conexión propuestos sobre el diagrama unifilar del centro de carga:





-  Punto de conexión propuesto para parte de control (medición)
-  Punto de conexión propuesto para parte de potencia

Figura 19 Puntos de conexión propuestos en diagrama unifilar

El arreglo en la subestación propuesto para los equipos de elevación y periféricos es el mostrado en la figura 20:

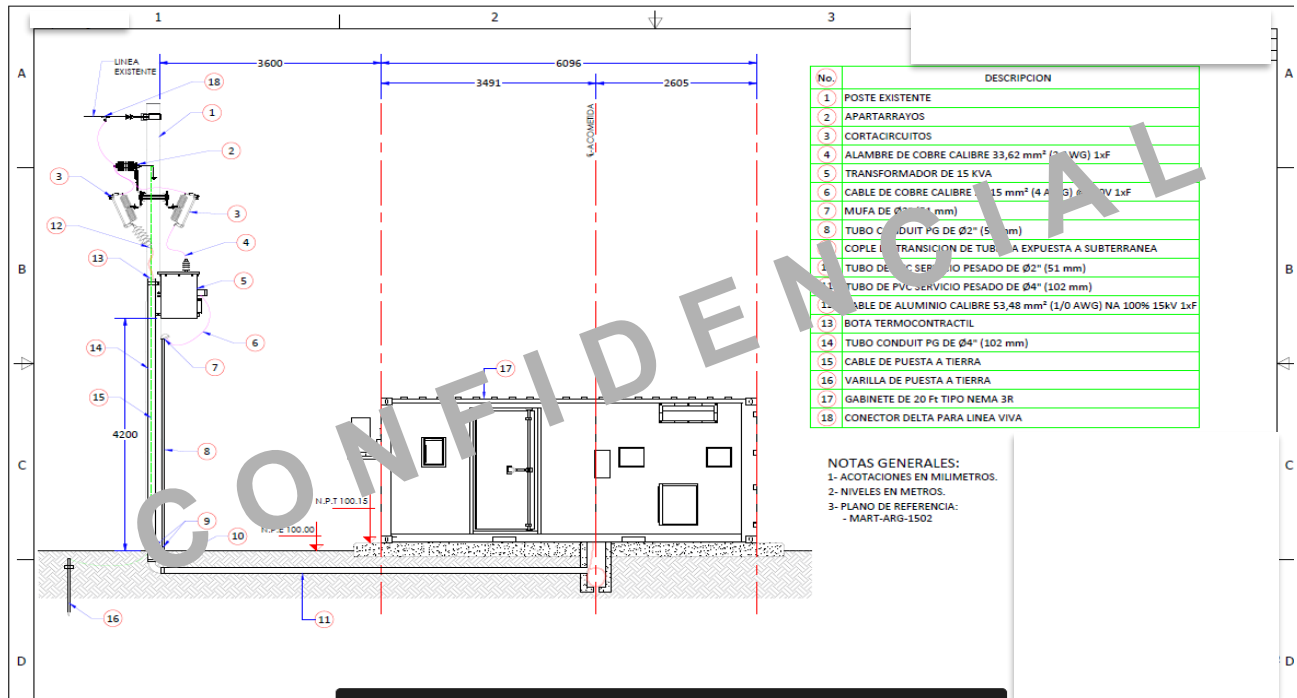
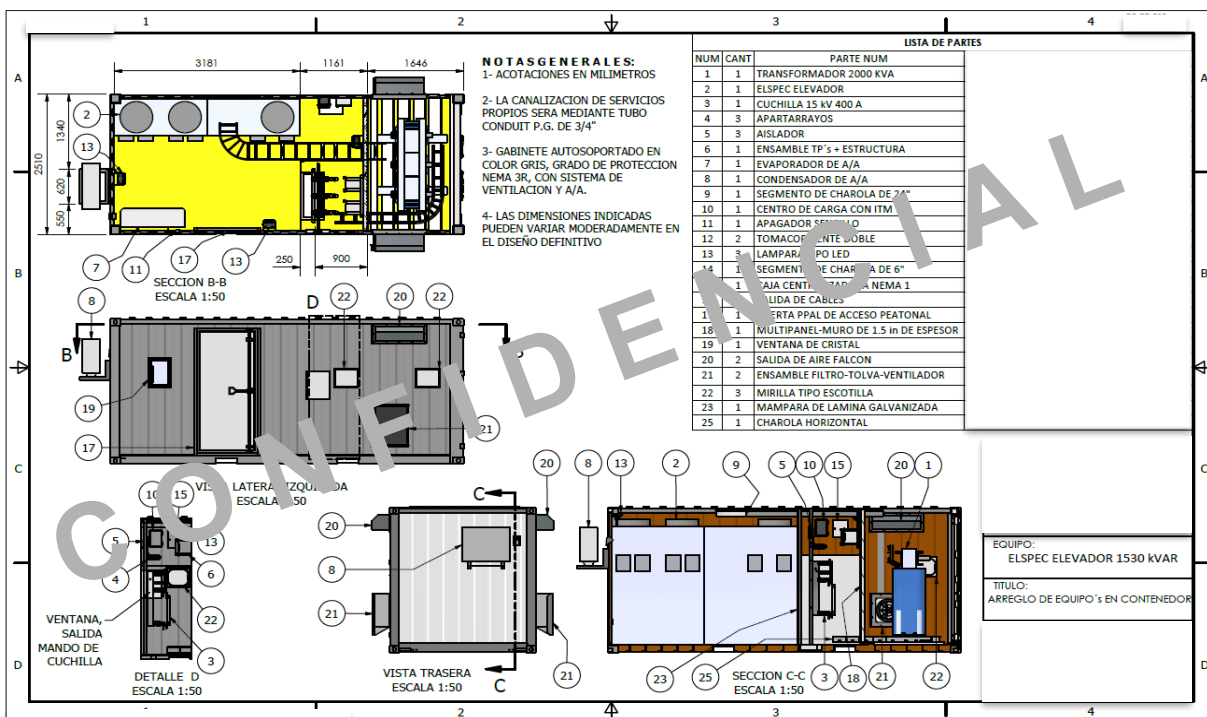


Figura 20 Puntos de conexión de equipos

Se limita el número de diagrama y el detalle de los planos por confidencialidad del centro de carga.



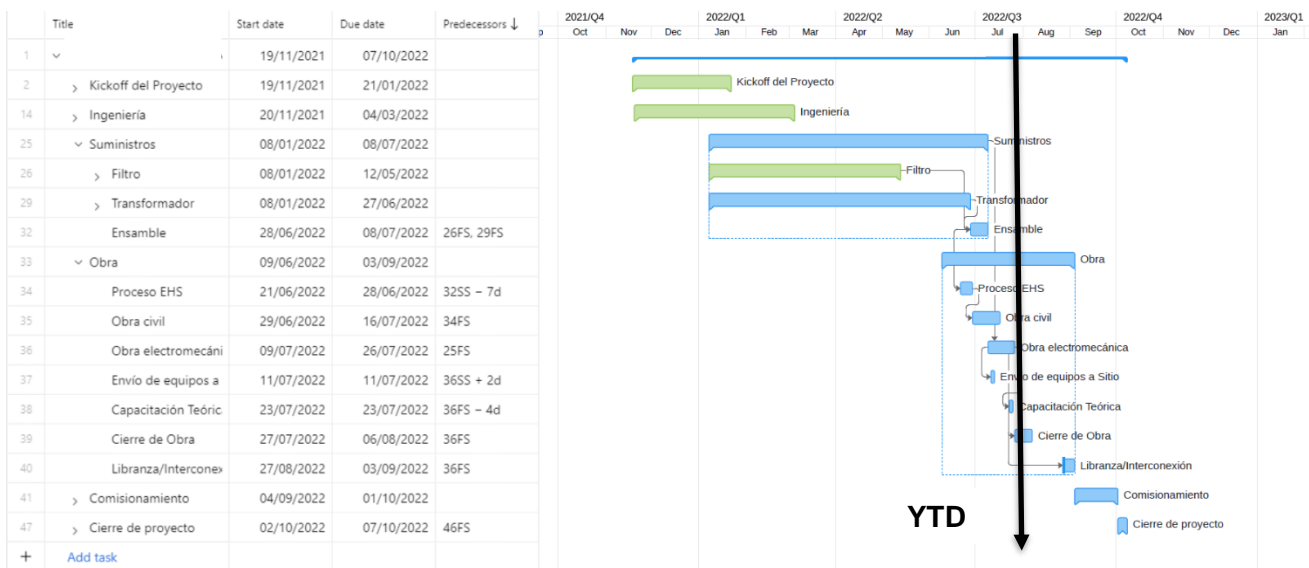
2.9 RESUMEN DE ACTIVIDADES Y PLAN DE TRABAJO FUTURO

Las principales actividades que se desempeñaron en el presente proyecto son las siguientes:

1. Diseño, aprobación y liberación de ingenierías eléctricas de potencia, civiles y de control para la instalación de los filtros
2. Selección de equipamiento para construcción del filtro (capacidad y tipo de transformador elevador, número y potencia de cada uno de los pasos, diseño de curvas de protección para filtro)
3. Arreglo civil para cortes de ductos y posición de filtros para posible modulación en un futuro (en caso de incremento de carga se agregan más pasos al filtro)
4. Diseño eléctrico acorde a normativa eléctrica vigente y etapa de liberación con los organismos competentes (CFE, CENACE, etc.).

Actualmente se está trabajando en la construcción de la cimentación que soportará el gabinete con los filtros y el transformador elevador. Posteriormente la última semana del mes de agosto se tendrá una libranza eléctrica para hacer la conexión y puesta en marcha de los equipos; con esto se hará una reevaluación del sistema eléctrico para garantizar el cumplimiento al código de red. En la figura 11 se muestra el plan de trabajo para estas actividades.

Tabla 12 Plan de trabajo



3. CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos en esta investigación, es posible concluir que el centro de carga no cumple con al menos 3 de los 5 requerimientos del código de red al centro de carga. Durante la fase de desarrollo se elaboraron propuesta para asegurar el cumplimiento a los aspectos en los cuales no se cumple con el código de red, siendo aprobada por el corporativo y la planta la opción de instalar 17 pasos de 90kVAR al ser la opción que más se adapta con el comportamiento del centro de carga y ser la opción más competitiva en costo.

El punto de conexión definido y aprobado fue en la subestación principal para tener espacio suficiente en caso de algún incremento de carga (se agregan más filtros en la misma plantilla y se reducen los costos de instalación).

La instalación fue aprobada por todos los organismos estatales y nacionales competentes para su instalación a finales de agosto de 2022, es decir, el sistema cumple con lo establecido en el código de red y por lo establecido en las normas técnicas y Normas Oficiales Mexicanas vigentes.

Se recomienda hacer un muestreo cincominutal de al menos 7 días para tener un panorama general de que los equipos instalados cumplen con los establecido en el código de red.

Una vez que se vaya a energizar el equipo es necesario desconectar permanentemente el banco de capacitores de media tensión para evitar resonancia en el sistema.

Se concluye satisfactoriamente con el diseño y aprobación del sistema de compensación en baja tensión.

4. BIBLIOGRAFÍA

- C.R.E. (2016). *Comision Regualdora Energía*. Obtenido de Gobierno de México: <https://www.gob.mx/cre/que-hacemos>
- C.R.E. ¿qué es el codigo de red? (2016). *Comision Reguladora Energía*. Obtenido de <https://www.gob.mx/cre/articulos/preguntas-frecuentes-sobre-el-codigo-de-red#:~:text=El%20C%C3%B3digo%20de%20Red%20fue,su%20publicaci%C3%B3n%20en%20el%20DOF>.
- CFE, LAPEM. (2009). *CALIDAD DE LA ENERGÍA: CARACTERÍSTICAS Y LÍMITES DE LAS PERTURBACIONES DE LOS PARÁMETROS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA*. Mexico: CFE. Recuperado el 2022 de 09 de 12, de <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/c/l0000-70.pdf>
- Comision Federal Electricidad. (2005). *Especificacion CFE L0000-45*. (C.F.E., Ed.) Ciudad de Mexico, Mexico: Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM). Recuperado el 2022 de 09 de 12, de DESVIACIONES PERMISIBLES EN LAS FORMAS DE ONDA DE TENSIÓN Y CORRIENTE EN EL SUMINISTRO Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA: https://lapem.cfe.gob.mx/normas/carga_pagina.asp?pag=L0000-45.pdf
- Diario Oficial de la Federación. (2016). RES/151/2016. En C. R. Energía, *Código de red* (pág. 179). Ciudad de Mexico: CENACE. Recuperado el 09 de 12 de 2022, de [https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/SENyMEM/\(DOF%202016-04-08%20CRE\)%20RES-151-2016%20DACG%20C%C3%B3digo%20de%20Red.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/SENyMEM/(DOF%202016-04-08%20CRE)%20RES-151-2016%20DACG%20C%C3%B3digo%20de%20Red.pdf)
- Encuesta Nacional sobre Consumo de Energéticos en Viviendas Particulares (ENCEVI) . (29 de 06 de 2018). *INEGI*. Recuperado el 12 de 09 de 2022, de INEGI: https://www.inegi.org.mx/contenidos/programas/encevi/2018/doc/encevi2018_presentacion_resultados.pdf
- RADTHINK. (2019). *RADTHINK*. Obtenido de <https://radthink.com.mx/codigo-de-red-calidad-de-la-potencia-parte-2->

5. ANEXO

Para determinar el cumplimiento o no cumplimiento del centro de carga en relación con el manual de TIC's, primero vamos a identificar cuales con los requisitos aplicables dado su nivel de tensión de conexión (115kV).

Este análisis se realiza con base en los documentos normativos en materia de medición para liquidaciones y tecnologías de la información y comunicación derivados de la Ley de la Industria Eléctrica, con el fin de modernizar el sistema de medición del centro de carga y cumplir con los requerimientos del código de red.

En cumplimiento con la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), se han publicado diferentes documentos oficiales que conforman las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado. Con relación a la facturación de energía eléctrica y tecnología de información y comunicación, se han emitido los siguientes manuales:

1. Manual de requerimientos de Tecnologías de la Información y comunicación para el Sistema Eléctrico Nacional y Mercado Eléctrico Mayorista
Fecha de publicación en el Diario oficial de la Federación (DOF): 4 de diciembre de 2017.
2. Manual de Medición para liquidaciones
Fecha de publicación en el Diario oficial de la Federación (DOF): 10 de enero de 2018.

En los documentos anteriores los centros de carga antes mencionados se clasifican en dos categorías dependiendo del nivel de tensión del punto de conexión, tal como se puede ver en la Tabla 12. Acompañado además de una serie de requerimientos para cada clasificación en materia de medición para liquidación y tecnologías de la información y comunicación.

Tabla 13 Clasificación de centros de carga según el nivel de tensión

Nivel de Tensión en el Punto de Conexión	Clasificación
V<69kV	A
V≥69kV	B

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS: Para que los transformadores de instrumento (TP's y TC's) en el punto de conexión cumplan con los requerimientos especificados con el "Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista" y el "Manual para Liquidaciones", deben de contar, como mínimo, con lo especificado en la tabla 13.

Tabla 14 Requerimientos para Transformadores de Instrumento

Transformadores de Instrumento dedicados para medición	
Número de devanados secundarios	2 (los transformadores de instrumento deben estar conectados a cada medidor por medio de circuitos independientes)
Transformadores dedicados de medición	Los devanados secundarios de los transformadores de instrumento no deben tener un uso diferente a la facturación, por lo que aunque tengan devanados de protección, estos no podrán ser usados.

Según la NOM-EM-007-CRE-2017 la cual tuvo vigencia hasta el mes de marzo por ser una norma de emergencia y la PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, la cual es la norma que se encuentra actualmente en evaluación, los transformadores de instrumento para medición deben contar con la siguiente característica.

Tabla 15 Requerimiento de Precisión de Transformadores.

Transformadores de Instrumento dedicados para medición	
Precisión de cada devanado TP	0.2
Precisión de cada devanado TC	0.2S o 0.2

En las tablas 15 y 16 se muestra la información contenida en la placa de datos de los transformadores de corriente de la acometida del centro de carga:

Tabla 16 Datos de placa de transformador de corriente

Parámetro	Fase A	Fase B	Fase C
Marca	Areva	Areva	Areva
Tensión Nominal (kV)	115	115	115
RTC (relación de transformación)	10x20 : 1/1	10x20 : 1/1	10x20 : 1/1
No. De Devanados	2	2	2
Clase	0.3	0.3	0.3

Tabla 16 Requerimientos de Transformadores de Corriente

Parámetros	Transformadores de Corriente
Dos Devanados Secundarios de Medición	✓
Clase/Precisión (0.2 ó 0.2S)	✗
Relación de transformación 300/400/500 x 600/800/1 000 x 1 200/1 600/2 000: 5	✗
Transformadores dedicados para medición	✓

En las siguientes tablas se muestra los datos de los Transformadores de potencial de cada fase obtenidos de la placa de datos:

Tabla 17 Levantamiento de Transformadores de Potencial

Parámetro	Fase A	Fase B	Fase C
Marca	Areva	Areva	Areva
Tensión Nominal	115kV	115kV	115kV
RTP	600/ 1 000 : 1/1	600/ 1 000 : 1/1	600/ 1 000 : 1/1
Nivel de Aislamiento (kV)	123	123	123
No. De Devanados	2	2	2
Clase	0.3	0.3	0.3

Tabla 18 Cumplimiento de Transformadores de Potencial

Parámetros	Transformadores de Potencial
Dos Devanados Secundarios de Medición	✓
Clase/Precisión (0.2 ó 0.2S)	✗
Relación de transformación 600/1 000: 1	✓
No tener Devanados secundarios de protección	✓

Con esto podemos concluir que los transformadores no cumplen con el requisito de precisión que solicita la norma.

MEDIDORES DE LIQUIDACIÓN: Según la NOM-EM-007-CRE-2017 la cual tuvo vigencia hasta el mes de marzo por ser una norma de emergencia y la PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, la cual es la norma que se encuentra actualmente en evaluación, los medidores para liquidación deben contar con la siguiente característica.

Tabla 19 Requerimientos para medidores para liquidación

Medidores para Liquidación	
Numero de medidores para liquidación	1 medidor principal
	1 medidor de respaldo
Conexión al punto de conexión	Por medio de transformadores de instrumento con un devanado independiente para cada medidor.
Tipo de montaje (Según nivel de tensión en el punto de conexión)	V<69kV: Tipo socket o tablero
	V≥69kV: Tipo tablero extraíble

Con base en el levantamiento se realizó la tabla 19 que indica las características del medidor para liquidación.

Tabla 20 Levantamientos medidores de energía

	Medidor principal	Medidor de respaldo
Marca	Schneider	No tiene
Modelo	8650	No tiene
Clase	A	No tiene
Compatibilidad con GPS	Si	No tiene
Tipo de montaje	Socket	No tiene

Se deberá asegurar que el centro de carga cumpla con las disposiciones anteriores antes de solicitar un aumento de carga o cambio del punto de conexión.

Tabla 21 Resumen de Requerimientos para Medidores para Liquidación

Medidores para Liquidación	
Parámetro	Estado
Contar con medidor principal y medidor de respaldo	✗
Conectar por medio de transformadores de instrumento	✓
Conexión de medidores con devanados de medición independiente	✓
Montaje tipo tablero (Alta Tensión)	✗
Medidores clase A	✓

Dentro del tablero del medidor de liquidación debe de estar instalado un módulo GPS para cumplir con los requerimientos del “Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista” y el “Manual de Medición para Liquidaciones”, dicho modulo puede ser el mismo que se use para sincronizar la UTR para el envío de variables operativas al CENACE.

Actualmente no se cuenta con ningún equipo de sincronización satelital para la medición de facturación, lo cual es un requisito obligatorio para el cumplimiento del Manual de TIC’s.

COMUNICACIÓN CON TRANSPORTISTA Y SUMINSITRADOR: Según el “Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista”, El punto de conexión debe tener una línea de comunicación de voz y datos con el transportista, la cual puede ser por medio de una dirección IP que permita enviar las señales de los medidores para liquidación, el medidor de calidad de energía, Unidad de Medición Fasorial (PMU) y Registrador de Disturbios si es el caso. El centro de carga sí cuenta con una IP fija y fibra óptica dedicada desde el medidor de facturación para comunicarse con el transportista. Esto cumple con lo especificado en el anexo 7 del manual de TIC’s.