



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS DE FALLAS EN UN COMPENSADOR
ESTÁTICO DE VAR'S

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO

PRESENTA:

Ricardo Rivera Castañeda

DIRECTOR DE TESIS:

DR. Paul Rolando Maya Ortiz



OCTUBRE 2012

Tesis para el Título de Ingeniero
Eléctrico-Electrónico

ANÁLISIS DE FALLAS EN UN COMPESADOR ESTÁTICO DE VAR'S

Ricardo Rivera Castañeda

Septiembre 2012

Dean

Prof. Dr. PAUL ROLANDO MAYA ORTÍZ

Referees

Dr. GERARDO ESPINOZA PÉREZ

M.I. TANYA MORENO CORONADO

Dr. MARCO ANTONIO ARTEAGA PÉREZ

ING. DAVID VÁZQUEZ ORTÍZ

Date of the graduation

SEPTIEMBRE 2012

Dedicatoria, a Dios, a mis padres y todos los que me
apoyaron en este camino. Los amo

Índice general

Agradecimientos	3
Resumen	5
1. INTRODUCCIÓN	7
1.1. ANTECEDENTES	7
1.2. PROBLEMÁTICA	12
1.3. METODOLOGÍA	12
1.4. Organización de la tesis	13
2. Compensador Estático de VAR's	15
2.1. Introducción	15
2.2. Elementos y principio de funcionamiento	19
3. Problemática	39
3.1. Descripción del Problema	39
3.1.1. Gráficas del funcionamiento normal del CEV	46
3.1.2. Análisis realizado por la Gerencia Especializada de Ingeniería	55
3.2. Resultados	64
3.3. Propuesta de Solución	65
4. Conclusiones y Trabajos Futuros	73
4.1. Conclusiones	73
4.2. Contribuciones	74
4.3. Trabajos Futuros	74
5. Bibliografía	75
A. Apéndice	77
A.1. Armónicos en TCR	77
A.2. Parámetros Eléctricos de la Subestación Nopala	81

Índice de figuras

1.1. Regiones en que se divide el Sistema Eléctrico Mexicano	7
1.2. Sistema Eléctrico Mexicano	8
1.3. Región ZMVM que comprende los estados de Edo. de México, Distrito Federal, Hidalgo, Puebla, Morelos.	9
1.4. Doble anillo que suministra energía a la ZMVM.	10
1.5. Diagrama unifilar de la red de 400 kV.	11
2.1. Teoría de Sistemas de Compensación de Potencia Reactiva.	18
2.2. Configuraciones comunes de CEV's	20
2.3. Configuración básica de un SVC.[15]	21
2.4. (izquierda) Reactor montado sobre otro en forma vertical. (Derecha) Esquema básico de un TCR.	22
2.5. Representación esquemática del reactor	22
2.6. Partes que conforman a un reactor de núcleo de aire.[15]	23
2.7. Control de fase mediante tiristores [15]	24
2.8. Figura que muestra la corriente en función del ángulo de disparo	27
2.9. Corriente armónica del TCR	28
2.10. (izquierda) Esquema básico de un TSC. (derecha) Bancos de capaci- tores del TSC	29
2.11. Esquema de un TSC y fuente de alimentación.	30
2.12. Gráfica del factor de aumento contra las cantidades de la frecuencia fundamental en el TSC	32
2.13. La magnitud de la componente oscilatoria para diferentes ajustes de la rama LC y diferentes precargas en C : (a) criterio de disparo, $v(t) =$ $V_{C0}(V_T = 0)$ y (b) criterio de disparo, de cresta vt	34
2.14. La estrategia de conmutación de un TSC: (a) disparo con el voltaje de la válvula mínima $V_C > V$; (b) disparo con el voltaje de la válvula en cero $V_C = V$; (C) disparo con el voltaje de la válvula en cero $V_C < V$ y (d) disparo con el voltaje de la válvula en cero $V_C = 0$	35
2.15. Características de operación de un TSC	36
3.1. Diagrama unifilar del Compensador Estático de VAR's de NOP	39
3.2. Unifilar del CEV del Transformador lado de alta 400kV y gráficas asociadas	40
3.3. Gráficas del lado de alta tensión del transformador 400/16.7 kV	41
3.4. TCR y sus formas de onda.	42

3.5. Filtros de 5 ^a , 7 ^a armónicas y sus formas de onda.	43
3.6. TCS1 y sus formas de onda.	44
3.7. TCS2 y sus formas de onda.	45
3.8. TCS3 y sus formas de onda.	46
3.9. Formas de onda en el instante cuando el TCS1 es conectado	47
3.10. Contenido armónico en el instante cuando el TCS1 es conectado	48
3.11. Formas de onda cuando el TSC2 es conectado.	49
3.12. Contenido armónico en el instante cuando el TCS2 es conectado.	50
3.13. Formas de onda cuando el TSC2 es desconectado.	51
3.14. Contenido armónico en el instante cuando el TCS2 es desconectado.	52
3.15. Formas de onda cuando el TSC1 es desconectado.	54
3.16. Contenido armónico en el instante cuando el TCS1 es desconectado.	55
3.17. Corrientes Armónicas Individuales medidas en el Transformador.	56
3.18. Componentes Armónicas de Tensión medidas en el bus 400 kV.	57
3.19. Distorsion Armónica de Corriente en el Transformador.	58
3.20. Distorsion Armónica de Tensión en el bus de 400 kV.	58
3.21. Desbalance de Tensión y Corriente en el bus 400 kV.	59
3.22. Distorsiones de Tensión y Corriente en el TCR.	60
3.23. Distorsiones de Tensión y Corriente en el TSC1.	61
3.24. Distorsiones de Tensión y Corriente en los Filtros 5 ^a y 7 ^a	62
3.25. Distorsiones de Tensión y Corriente en el lado de baja tensión del transformador.	63
3.26. Rango en MVAR de operación del CEV de NOP	65
3.27. Bancos de capacitores del TSC	66
3.28. (a) Configuración presente. (b) Configuración con elementos pasivos integrados	67
3.29. (a) Configuración presente. (b) Configuración retirando elementos pasivos	68
3.30. Curva característica del control del CEV	70
3.31. Relación susceptancia-corriente	70
A.1. Sistema de Potencia, el paralelo entre el sistema y la reactancia capacitiva Shunt	79
A.2. Diagrama unifilar del CEV.	81
A.3. Compensador Estático de VAR's S.E. Nopala	83
A.4. Reactor Controlado por Tiristores	83
A.5. Capacitor Activado por Tiristores	85
A.6. Métodos de activación de disparo a los tiristores	86

Agradecimientos

A la Comisión Federal de Electricidad, Gerencia Regional de Transmisión Central, a los ingenieros de la Subgerencia de Control.

Ing. Pedro Moreno Dimas

Ing. Adrian Nolasco Ortiz

Ing. Humberto Rodríguez Álvarez

M.C. Israel Alejandro Dávila Mérida

A mis Profesores y el Dr. Paul Rolando Maya Ortiz por el esfuerzo dedicado a la realización de esta tesis.

Resumen

En el presente trabajo de tesis se reporta un estudio de fallas en el Compensador Estático de VAR's (CEV), específicamente el instalado en la Subestación Nopala de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

En primera instancia se describe el funcionamiento del compensador, poniendo énfasis en sus principales componentes. Se explica la importancia de su uso en los sistemas eléctricos de potencia y se ahonda en algunos problemas para los que es diseñado, como la compensación de potencia reactiva, el amortiguamiento de oscilaciones, el control de voltaje y la estabilidad del sistema.

Posteriormente se mencionan las posibles fallas que estos dispositivos pueden tener y las medidas correctivas que han de llevarse a cabo. Para ilustrar la ocurrencia de fallas se presenta una falla real ocasionada en el CEV de la Subestación Nopala de la CFE. Se realiza un análisis de la falla y medidas correctivas para la solución del mismo.

El análisis de esta problemática permite obtener conclusiones sobre la importancia de conocer y monitorear los sistemas eléctricos de potencia, debido a que están en constante cambio, la necesidad de llevar a cabo un mantenimiento preventivo adecuado, conocer su funcionamiento y vigilar el equipo primario, en especial del CEV.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Es bien sabido que una red de transmisión confiable permite integrar y aprovechar eficientemente los recursos de generación del país. Por tal razón en la República Mexicana se ha conformado un sistema interconectado que cubre la mayor parte del territorio nacional.

La infraestructura de transmisión y distribución del SEN (Sistema Eléctrico Nacional) hace posible la transformación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a lo largo de todo el país. Esta infraestructura es operada por áreas de control que mantienen la confiabilidad e integridad del sistema. Las áreas supervisan a su vez que la demanda y la oferta de energía eléctrica estén balanceadas en cualquier instante.

El SEN se organiza en nueve regiones, como se muestra Figura 1.1



Figura 1.1.: Regiones en que se divide el Sistema Eléctrico Mexicano

La operación de estas nueve regiones está bajo la responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mérida y Distrito Federal; las dos regiones de Baja California se administran desde la Ciudad de Mexicali, Sonora. El Centro Nacional Control de Energía (CENACE) en el Distrito Federal y coordina la operación económica y la seguridad del SEN.

Las siete áreas del macizo continental se encuentran interconectadas y forman el SIN (Sistema Interconectado Nacional). Su objetivo consiste en compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas. Esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto. Las dos regiones de la península de Baja California permanecen como sistemas aislados [1].

El SEN está constituido por redes eléctricas que operan a diferentes niveles de tensión. Figura 1.2



Figura 1.2.: Sistema Eléctrico Mexicano

- a) La red troncal se integra por líneas de transmisión y subestaciones de potencia en muy alta tensión (400 kV y 230 kV), que transportan grandes cantidades de energía eléctrica entre regiones. Es alimentada por las centrales generadoras y abastece al sistema de subtransmisión, así como a las instalaciones en 400 kV y 230 kV de algunos usuarios industriales.

- b) **Las redes de subtransmisión en alta tensión** (entre 161 kV y 69 kV) tienen una cobertura regional. Suministran energía a las redes de distribución en media tensión y a cargas conectadas en esos voltajes.
- c) **Las redes de distribución en media tensión** (entre 60 kV y 2.4 kV) distribuyen la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y la entregan a aquellas en baja tensión y a instalaciones conectadas en este rango de voltaje.
- d) **Las redes de distribución en baja tensión** (240 V ó 220 V) alimentan las cargas de los usuarios de bajo consumo.
- e) **La red de la Zona Metropolitana de Valle de México** que suma un total de 74,413 km, de los cuales 40,606 km transmiten en tensiones de 6.6 kV a 400 kV—en este total se incluyen las líneas subterráneas— y 33,807 km pertenecen a líneas en baja tensión (240 V ó 220 V).

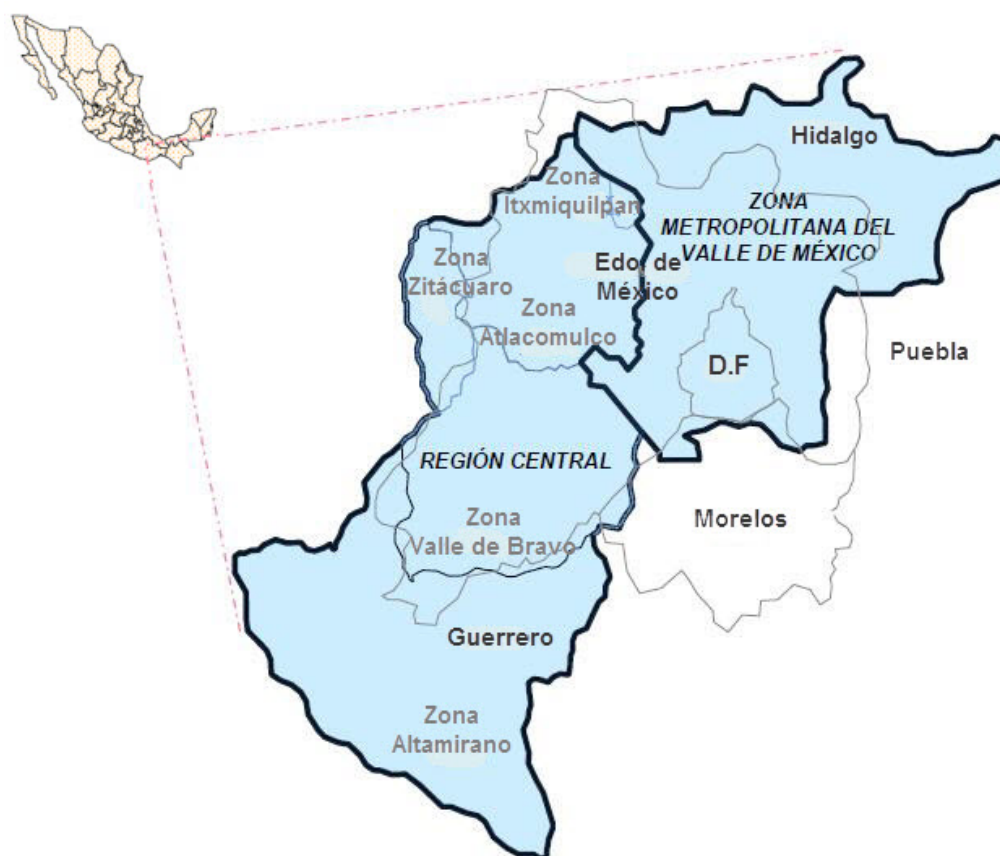


Figura 1.3.: Región ZMVM que comprende los estados de Edo. de México, Distrito Federal, Hidalgo, Puebla, Morelos.

El Área de Control Central (ACC) forma parte de las ocho áreas de control del Sistema Eléctrico del País y se encarga del suministro de las regiones Central y la

Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM), donde la ZMVM contribuye con el 90 % de la demanda total del ACC.

En la ZMVM la infraestructura de transmisión instalada consiste en un doble circuito en el nivel de tensión de 400 kV, el cual se extiende geográficamente formando un anillo, que representa la red troncal. Por medio de bancos de transformación (400/230 kV) se alimenta a la red de 230 kV; internamente se tienen múltiples circuitos en 230 kV que forman anillos e interconectan subestaciones hacia el nivel de distribución [1].

La infraestructura de la ZMVM está integrada en distintos niveles de tensión como se indica a continuación:

400 kV Transmisión, se tiene un anillo troncal con doble circuito, en donde se reciben los enlaces hacia otras áreas, y con transformación hacia el nivel de 230 kV.

230 kV Subtransmisión, se tiene red interna formando anillos y en algunos casos es radial, se tiene transformación hacia el nivel de 85 kV y 23 kV para el nivel de Distribución, en algunos puntos se alimenta a subestaciones de clientes.

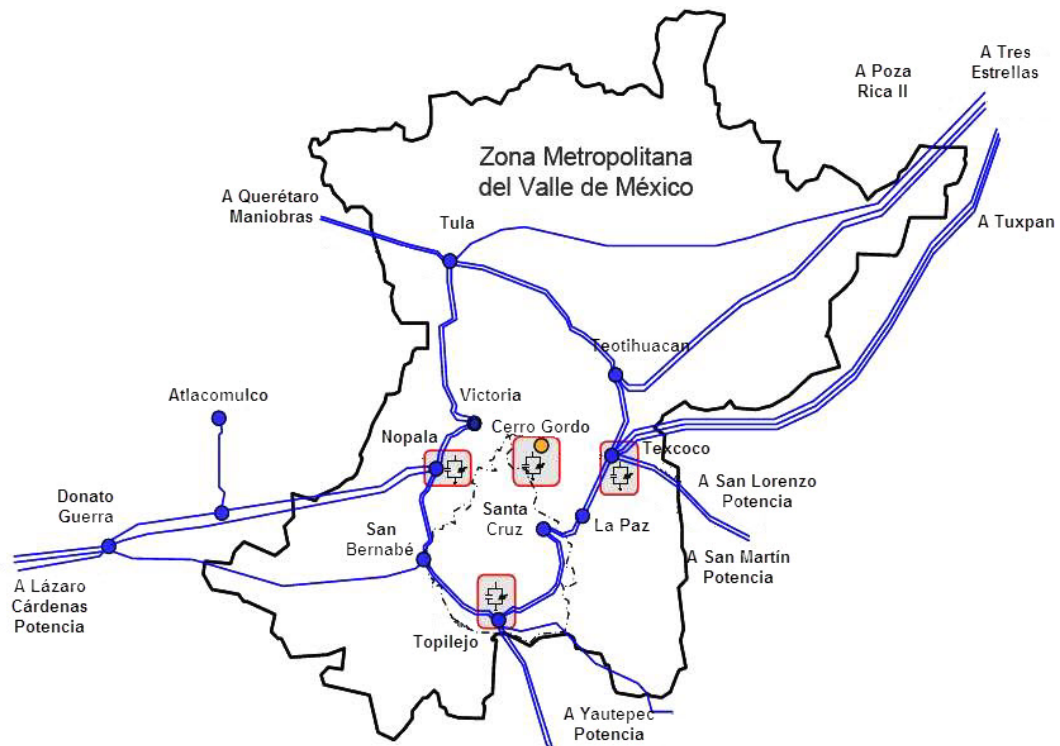


Figura 1.4.: Doble anillo que suministra energía a la ZMVM.

85 kV Subtransmisión y Distribución, se tiene una red interna con anillos, y en mayor medida tiene suministro radial hacia clientes en alta tensión, también apoya en la subtransmisión para alimentar la transformación hacia 23 kV.

1.1 ANTECEDENTES

23 kV Distribución, formando circuitos radiales que son alimentados desde subestaciones desde 230 y 85 kV, en este nivel se atiende la gran mayoría de clientes a través de transformación (220 volts) hacia el nivel Residencial y Comercial.

En la red Troncal de 400 kV se tienen instalados Compensadores Estáticos de VAR's (CEV) que apoyan al soporte de voltaje local en la ZMVM, durante la condición normal de operación y durante la eventual salida de algún elemento en el nivel de tensión de 400 ó 230 kV (Figura 1.4). Las Subestaciones Eléctricas Texcoco (S.E. TEX), Topilejo (S.E. TOP) y Nopala (S.E. NOP) cuentan con CEVs con capacidad de 300 MVAR capacitivos y 90 MVAR inductivos, y la subestación Cerro Gordo tiene instalado un CEV con capacidad de 300 MVAR capacitivos y 75 MVAR inductivos.

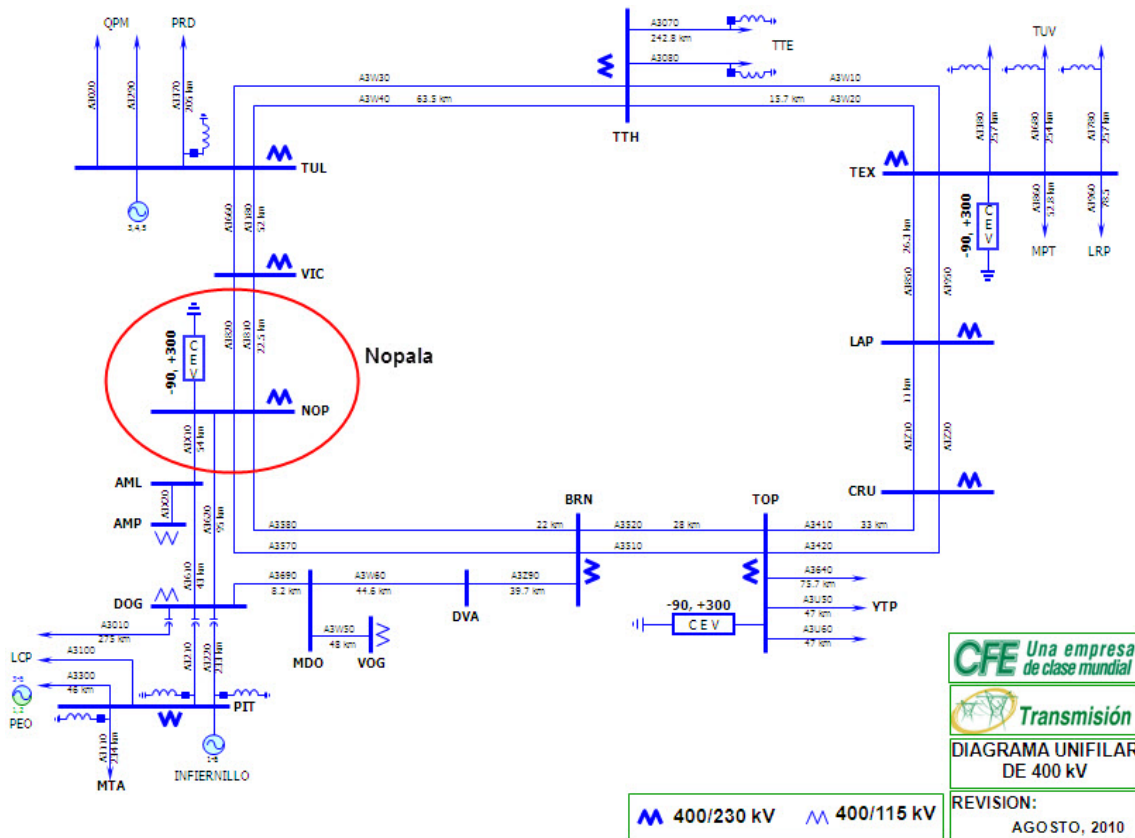


Figura 1.5.: Diagrama unifilar de la red de 400 kV.

La S.E. NOP es parte del doble anillo de 400 kV. Los puntos lejanos de generación que suministran energía hacia el área Central son, entre ellos, el Área Occidental que comprende la zona Lázaro Cárdenas con las centrales Petacalco, Villita e Infiernillo. La S.E. NOP tiene líneas de conexión con las subestaciones S.E. Donato Guerra, S.E. Atlacomulco (las que interconectan con el exterior), las S.E. San Bernabé y S.E. Victoria en 400 kV, la conversión de 400/230 kV a la S.E. Remedios y la conversión 400/16.7 kV para el CEV. Estas se S.E. se muestra en la Figura 1.5

1.2. Problemática

El CEV de S.E. NOP ha presentado diferentes fallas después de su puesta en servicio, que han provocado su mal funcionamiento e, inclusive, que sea operado en modo degradado o fuera de línea, provocando además que la vida útil de los componentes del CEV se reduzca, causando daños al equipo primario como son los tiristores, los bancos de capacitores, reactores, varistores, entre otros elementos.

Por tal situación, es necesario llevar a cabo un análisis que ayude a que este componente funcione de manera óptima, con el fin de garantizar la regulación confiable de energía a la zona industrial ubicada en Naucalpan (Edo. de México) y sus alrededores.

PROBLEMA A RESOLVER

Llevar a cabo un análisis, mediante el monitoreo de variables y estudio de los datos generados, para determinar la fuente de los problemas que presenta el CEV, con el fin de que se tomen las medidas pertinentes para su buen funcionamiento.

1.3. Metodología

Este análisis se lleva a cabo atendiendo la siguiente metodología. Primero, se realiza un monitoreo de las corrientes y voltajes en el CEV; segundo, los valores de corriente y voltaje son comparados con los valores en condición de operación normal y se determinan las posibles diferencias; tercero, gracias a las diferencias encontradas, es posible determinar la condición que está generando problemas en el CEV; cuarto, se proponen estrategias de solución a los problemas encontrados.

Las contribuciones de este trabajo son:

- Establecer de manera clara el funcionamiento de un Compensador Estático de VAR's y los beneficios que acarrea su instalación en un sistema de potencia.
- Con respecto al CEV de Nop se lleva a cabo un estudio detallado de las condiciones de operación que provocan su mal funcionamiento.
- Se presenta el análisis de la evolución en el tiempo de las variables, el análisis del contenido armónico y una evaluación de como éste afecta el desempeño del CEV.
- Se presentan tres diferentes soluciones al problema detectado. Cada una de estas soluciones son analizadas a detalle y se presentan los puntos a favor y en contra de su implementación.
- Las propuestas de solución ayudan a prevenir daños en el equipo primario (transformadores, reactores, capacitores, etc.) ya que, al no haber fallas, no hay desgaste significativo, lo que se traduce en ventajas de instalación y económicas.

1.4. Organización de la tesis

El presente trabajo está dividido en cuatro capítulos, el contenido principal de cada uno de éstos se resume a continuación:

- En el capítulo 1 se presenta la introducción que describe como esta conformado el Sistema Eléctrico Nacional en regiones, se presentan los diferentes niveles de tensión que operan y se señala la importancia del suministro de energía a la ZMVM donde está ubicado el CEV de Nop. Finalmente se especifican las Subestaciones aledañas al CEV.
- En el segundo capítulo se realiza una descripción del Compensador Estático de VAR's donde se revisa la literatura especializada, estableciendo los principales conceptos del funcionamiento del CEV y sus elementos.
- El tercer capítulo está dedicado a la problemática del CEV de Nop y está dividido en tres partes, en la primera se presentan los análisis realizados por registros mismos del CEV y los estudios hechos con mediciones en tiempo real. Posteriormente, en la segunda parte se explican los resultados obtenidos y finalmente en la tercera parte, se exponen las propuestas de solución para la problemática.
- En el cuarto capítulo se exponen en forma resumida las conclusiones generales del presente trabajo. Además se indican las contribuciones y el rumbo que pueden tomar las futuras investigaciones a efectuarse en esta área.

2. Compensador Estático de VAR's

En la última década ha cobrado auge el uso de un nuevo tipo de compensador Shunt que usa válvulas de tiristores de estado sólido y un control electrónico emergente sofisticado. Este tipo de compensador es caracterizado por su respuesta rápida, sin restricciones de operaciones, alta confiabilidad y casi ilimitada flexibilidad de operación.

En un sistema de alimentación de corriente alterna (c.a.), la energía eléctrica transmisible se relaciona con el perfil de tensión de la línea de transmisión, su variación y la red por donde es transmitida. En este capítulo se presenta una introducción a los CEV's. Su descripción, principios de operación y características relevantes como elementos de control de voltaje en el sistema.

2.1. Introducción

Los FACTS son sistemas de transmisión de corriente alterna que incorpora dispositivos controladores estáticos y otros, basados en electrónica de potencia para mejorar el control e incrementar la capacidad de transferencia de potencia. Los FACTS redireccionan los flujos de potencia de manera tal que se mejora la utilización de la red de transmisión, hacen la red de transmisión "mas corta"; esto mejora la estabilidad y reduce las pérdidas de energía, mejoran la estabilidad del sistema lo que permite mayores niveles de transferencia de potencia a través de largas distancias, también en el mejoramiento de la Calidad de potencia.

De acuerdo a su conexión dentro del Sistema de Potencia se clasifican:

FACTS Serie

FACTS Paralelo

FACTS Serie - Serie

FACTS Serie - Paralelo

Tipo	Parámetro Controlado	Sistema FACTS
A	Potencia Real (P) serie y Potencia Reactiva (Q)	UPFC
B	Potencia Real (P) serie	TCSC
C	Potencia Reactiva (Q) shunt	CEV, STATCOM

Cuadro 2.1.: Clasificación de acuerdo al parámetro de control

Otra clasificación está dada por el tipo de tecnología utilizada:

- Conmutación Mecánica: como los MSC / MSR – (Capacitor / Reactor Switched Mecánicamente)
- Tiristores (es la 1ª generación) sistemas que usan esta tecnología son: TCSC (Condensador Serie Controlado por Tiristores), CEV (Compensador Estático de VAR's) TPSC (Compensación en Serie con Tiristor Protegido)
- Conversor de Fuente de voltaje (2ª generación) los sistemas que están en esta clasificación son: Compensador Serie Estático Síncrono (SSSC), Controlador de Flujo de Potencia Interlínea (IPFC), Compensador Estático Síncrono (STATCOM), Controlador Unificado de Flujos de Potencia (UPFC).

Las aplicaciones a resaltar para esta tecnología son:

- Control de la magnitud del voltaje
- Control de ángulo de fase
- Control de Impedancia
- Combinación de los anteriores

A nivel de transmisión tenemos ventajas como:

- Control del flujo de potencia: la regulación de las variaciones lentas de flujo de potencia
- Regulación del voltaje: el control local del perfil de voltaje
- Mejora la estabilidad del sistema de potencia: la estabilidad de los ángulos, causados por perturbaciones grandes y/o pequeños (estabilidad en el voltaje).

En la distribución son otras ventajas:

- Mejora de la calidad del voltaje suministrado a las cargas sensibles: las caídas de tensión, sobretensiones, perturbaciones armónicas, desequilibrio en la fase 3-tensiones
- Reducción de las interferencias de calidad de energía: como las corrientes armónicas, desequilibrio en flujos de corriente, uso elevado de potencia reactiva, disturbios (Flicker) causados por las fluctuaciones de energía
- Mejora del funcionamiento del sistema de distribución: como mejora del factor de potencia, control de voltaje, arranque suave.

El CEV es una tecnología robusta, probada y se usa en todo el mundo en sistemas de distribución y transmisión, para controlar el voltaje del sistema. El control de los flujos de energía por el CEV es especialmente importante cuando se tienen líneas largas de transmisión de potencia, se considera un punto de generación y una zona de carga, además la capacidad de transmisión de potencia disponible en la línea se mejorará. Por estos argumentos existen más de 1000 CEV en servicio, basado en la tecnología de tiristores.

Existen otros esquemas diferentes basados en tiristores como: Reactor Controlado por Tiristores (TCR) Condensador Conmutado por Tiristores (TSC) Reactor Conmutado Tiristor (TSR) Condensador Conmutado por Mecánica (MSC) Reactor Conmutado por Mecánica (MSR)

Debido a la creciente demanda del Centro del país se hizo necesaria la instalación de un CEV en la SE Nopala para:

- Incrementar la capacidad de transmisión de potencia en la red de 400 KV en Corriente Alterna
- Con la finalidad de mejorar la estabilidad de voltaje bajo diferentes condiciones de operación
- Como un soporte de potencia reactiva y
- Para prevenir un colapso de voltaje e inestabilidad en el sistema

Un CEV está conformado por un banco de capacitores fijo y un banco de reactores conmutado, en paralelo.

- Estos compensadores pueden entregar (capacitivo) o absorber (inductivo) potencia reactiva de la red, permitiendo de esta forma:

- Regular el voltaje
 - Mejorar la estabilidad (estado estable y dinámica)
 - Evitar sobrevoltajes
 - Reducir flicker (disturbios en la amplitud de la onda del voltaje)
 - Reducir desbalances de corriente
 - En HVDC, provee la potencia reactiva y el amortiguamiento ante oscilaciones subarmónicas.
- La utilidad o ventaja del CEV estriba en su capacidad para cambiar su capacitancia-inductancia a alta velocidad, haciendo uso de electrónica de potencia.

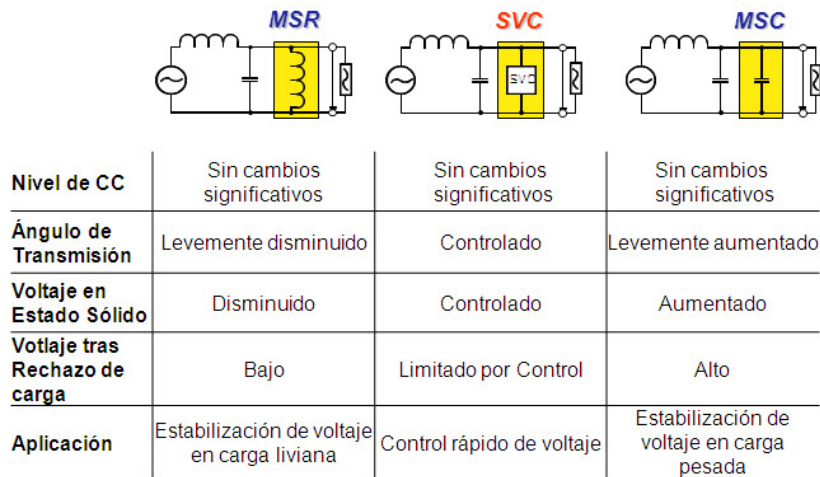


Figura 2.1.: Teoría de Sistemas de Compensación de Potencia Reactiva.

En este caso la compensación usada es el CEV, algunas de las ventajas que presenta son las siguientes:

- Control estático y dinámico de voltaje
- Control de potencia reactiva de cargas dinámicas
- Amortiguamiento de Oscilaciones de Potencia
- Mejoramiento de la estabilidad de la red

Por esta razón se ha producido un avance importante con la aplicación de esquemas de control de voltaje basados en tecnologías de semiconductores. Dentro de este tipo de tecnologías tienen especial importancia los CEV's. El CIGRE (Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos) denomina al CEV's como: Una derivación conectada del Generador Estático de Var (que es un dispositivo eléctrico estático, capaz de regular carga capacitiva o inductiva controlando las cargas actuales del Sistema Eléctrico de Potencia y así generando o absorbiendo potencia reactiva) cuya salida es variada y mantiene o controla parámetros específicos de los Sistemas Eléctricos de Potencia. [12] [5] [13]

Los CEV's se ocupan de compensar dinámicamente la potencia reactiva, es decir, producen y/o absorben potencia reactiva para mantener la tensión de la red, sometida a carga variable, dentro de los límites exigidos. Con ellos, es posible mejorar la estabilidad transitoria, con el resultado de que se puede transportar con seguridad la potencia activa exigida.

Las aplicaciones prácticas de un compensador estático de VAR's en un sistema eléctrico de potencia son:

1. Mantener el voltaje a un determinado nivel:

- a) Bajo condiciones de variaciones normales de carga, es decir al variar la carga a lo largo del día.
 - b) Para corregir variaciones de voltaje ocasionadas por eventos inesperados, por ejemplo, rechazo de carga, salidas de líneas o de generadores, etc.
 - c) Para reducir las variaciones rápidas de voltaje (flicker o parpadeo), ocasionadas por variaciones rápidas de carga.
2. Mantener el voltaje del sistema eléctrico de potencia durante fallas, por ejemplo, corto circuitos en líneas de transmisión, o en las barras de las subestaciones.
 3. Mejorar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia:
 - a) Mantener el voltaje en puntos clave, por ejemplo, en el punto medio de una línea de transmisión larga.
 - b) Mantener el amortiguamiento de oscilaciones causadas por fallas no liberadas o por salida de generadores.
 4. Mejorar el factor de potencia, mediante la compensación de reactivos.
 5. Incrementar la capacidad de transmisión de potencia activa de una línea de transmisión instalando un CEV a la mitad de esa línea.

2.2. Elementos y principio de funcionamiento

En general, los CEV's incorporan filtros de armónicos para reducir el efecto del compensador en el sistema y prevenir interacciones de los elementos controlables con resonancias en la red. Estos filtros son sintonizados para eliminar los armónicos de quinto y séptimo orden, siempre están conectados al CEV y también generan potencia reactiva.

Los CEV's se pueden clasificar, atendiendo a la naturaleza del elemento controlado y a sus principios de operación, en tres grupos o configuraciones principales [8]:

1. Reactores o transformadores controlados por tiristores (TCR). En algunos diseños, el TCR puede ser remplazado por un TSR cuando se permite un control discreto en pasos o se desea una reducción en la distorsión armónica.
2. Capacitores conmutados por tiristores (TSC)
3. Combinaciones de ambos esquemas (TCR/TSC)

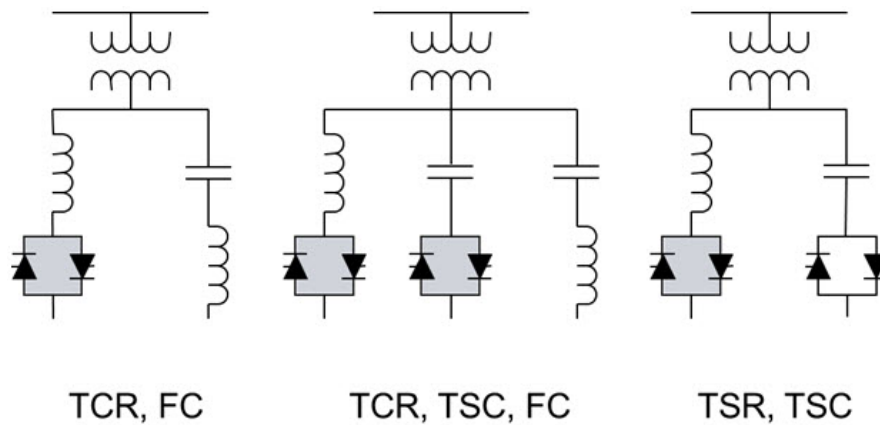


Figura 2.2.: Configuraciones comunes de CEV's

Cada elemento del CEV es controlado por interruptores de estado sólido formados por dos tiristores en una configuración antiparalelo. El primer esquema de compensación se basa en el control del ángulo de disparo en tiristores (control de fase) para permitir una variación en el flujo de corriente desde un valor cero hasta un valor máximo. A su vez, los esquemas de compensación del tipo conmutación operan en forma discreta permitiendo la conexión o desconexión de un capacitor o reactor (o grupos de ellos).

En los últimos años se ha producido un importante avance con la aplicación de sistemas de automatización y control. Los diseños actuales de compensadores incorporan computadoras, microcontroladores y sistemas de procesamientos de datos con la capacidad de medición y análisis de fallas, la capacidad de extender los límites de operación ante condiciones de sobrecarga y bajo voltaje así como otras características que los hacen particularmente útiles para el control de voltaje de redes eléctricas.

En algunos diseños, el sistema de control del CEV integra estrategias para controlar bancos de capacitores o reactores en la misma subestación o en nodos cercanos y el cambio de derivaciones en transformadores permitiendo un control de voltaje a nivel regional.

En la Figura 2.3 se presenta, esquemáticamente, el diagrama eléctrico de un CEV mostrando sus componentes principales.

En esta figura puede observarse el bloque *estrategia de control* que es el encargado de generar las señales de disparo para los tiristores, toma una referencia y la sincronización obtenida por los DM (dispositivos de medición) de lado de alta y de baja tensión.

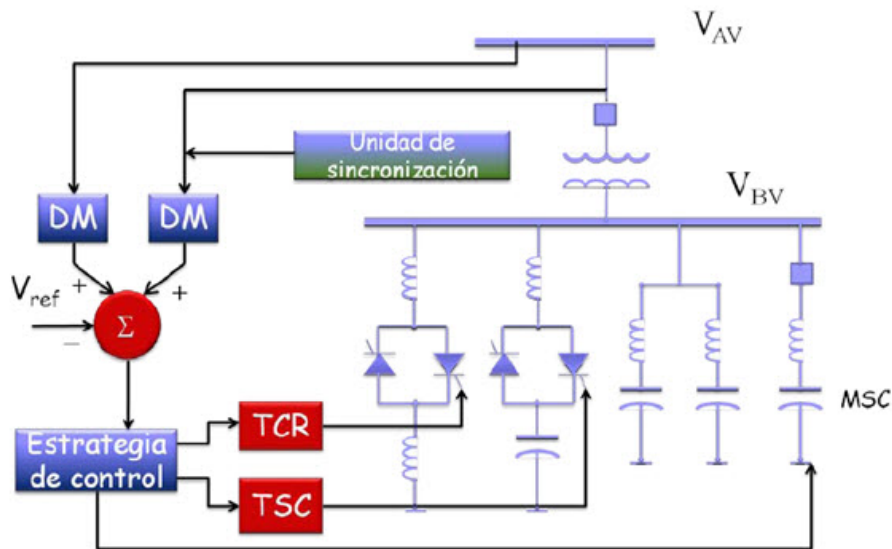


Figura 2.3.: Configuración básica de un SVC.[15]

Las válvulas de tiristores son usadas casi exclusivamente en conjunto con bancos de capacitores y reactores en compensadores prácticos. Otras técnicas usando tiristores GTO's pueden generar potencia reactiva sin el uso de condensadores y reactores. La mayoría de los esquemas actuales de compensación, utilizados para el control de voltaje en los sistemas de transmisión, están compuestos por capacitores o reactores, o combinaciones de ellos, controlados por tiristores. La estrategia de control mediante los tiristores y el tipo de elemento a controlar determinan las características de operación. Los principios básicos de operación de prácticamente todos los CEV's, son utilizados para control de voltaje en las redes de transmisión y pueden tomarse dos esquemas básicos de compensación, esto es, Reactores Controlados por Tiristores (TCR) y capacitores o Reactores Conmutados por Tiristores (TSC).

2.2.1 Reactor controlado por tiristores (TCR)

Un reactor es una bobina que consiste de varias espiras de un conductor devanado con al menos una terminal de entrada (I) y una terminal de salida (O). Cuando por las espiras circula una corriente que cambia en el tiempo, como es el caso de la corriente alterna $i(t)$, se genera una fuerza electromotriz entre terminales. El valor de la fuerza electromotriz depende del coeficiente de autoinducción o inductancia (L) y de la variación de la corriente en el tiempo.

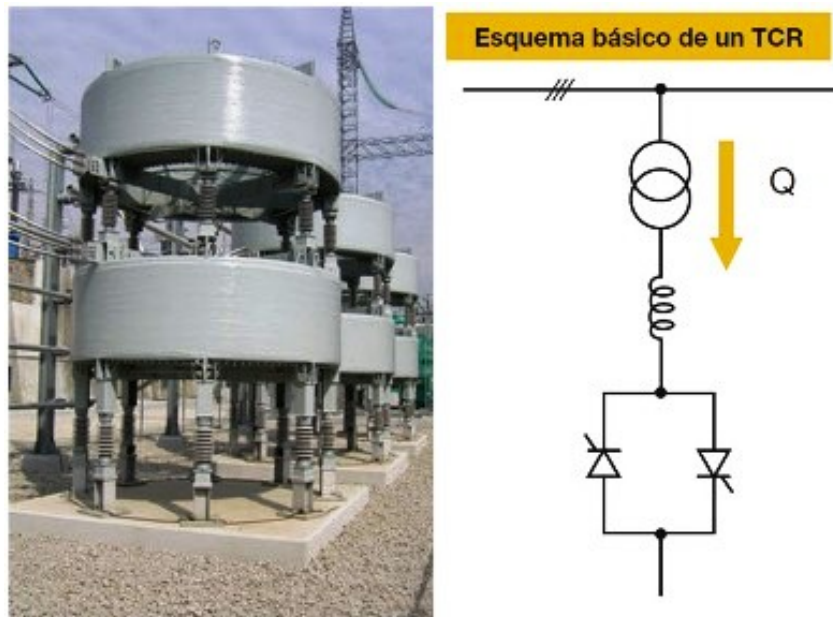


Figura 2.4.: (izquierda) Reactor montado sobre otro en forma vertical. (Derecha) Esquema básico de un TCR.

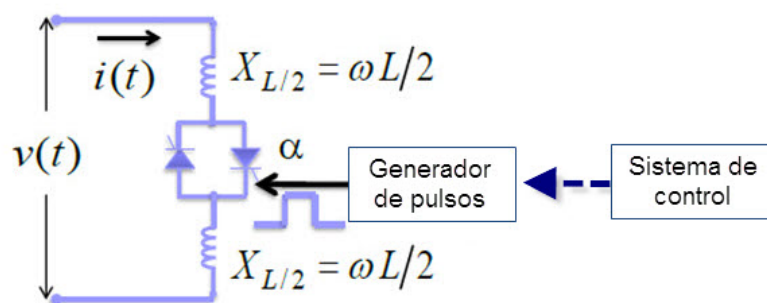


Figura 2.5.: Representación esquemática del reactor

Cuando la corriente es periódica y senoidal, la caída de voltaje $E = XI$, siendo X la reactancia inductiva $X = \omega L = 2\pi fL$, donde f es la frecuencia del sistema.

Cuando se aplica un voltaje de corriente alterna entre las terminales de entrada y salida del reactor, circula una corriente (I) atrasada 90° con respecto a un voltaje que es generado por la inductancia. Por lo que:

- i. El reactor tiene una función limitadora de corriente.
- ii. El reactor absorbe potencia reactiva (Q_L) en contraste con el capacitor que genera potencia reactiva (Q_C)
- iii. El reactor no consume potencia activa y los dos fasores V e I están desfasados 90 grados uno del otro.

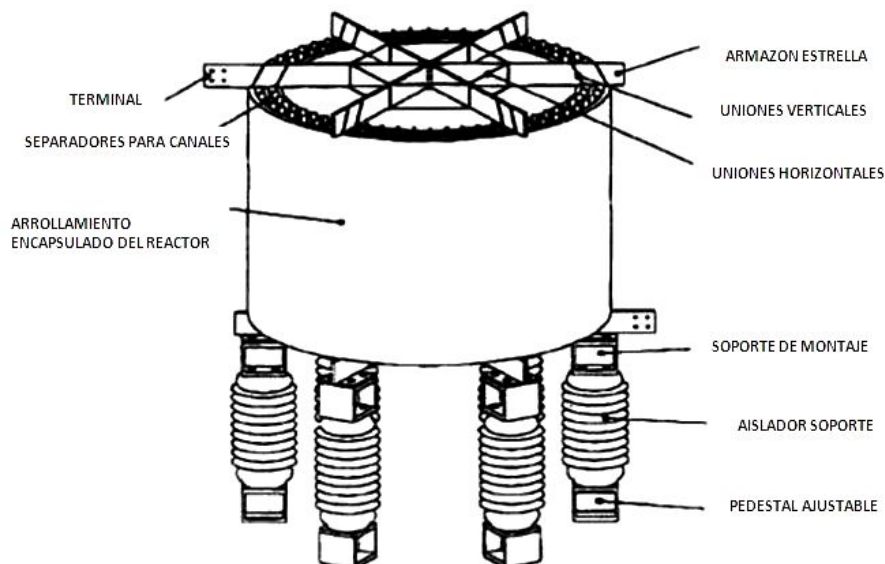


Figura 2.6.: Partes que conforman a un reactor de núcleo de aire.[15]

Esto permite que un reactor:

- Limite la corriente cuando se conecta en serie con la red.
- Compense la potencia reactiva capacitiva cuando se conecta en paralelo con la red.
- Actúen como un filtro de corriente cuando se asocian con capacitores.

Los reactores monofásicos con núcleo de aire se pueden instalar o colocar lado a lado, ya sea en una línea o en disposición triangular. Se pueden montar en piso, atornillados a una placa de base, o también montar con fases superpuestas.

Los TCR consisten en un reactor de inductancia φL fija y una válvula de tiristores bidireccional. La válvula de tiristores entra en conducción de la misma polaridad, si se aplica simultáneamente un pulso en la compuerta de todos los tiristores. La válvula se apaga automáticamente después de que la corriente tiene un cruce por cero, a menos que la señal en la compuerta sea aplicada.

La corriente en el reactor puede ser controlada:

- Desde el máximo (válvula del tiristor cerrada).
- Desde cero (válvula tiristor abierta) por el método de retraso del ángulo de disparo de control.
- Parcialmente.

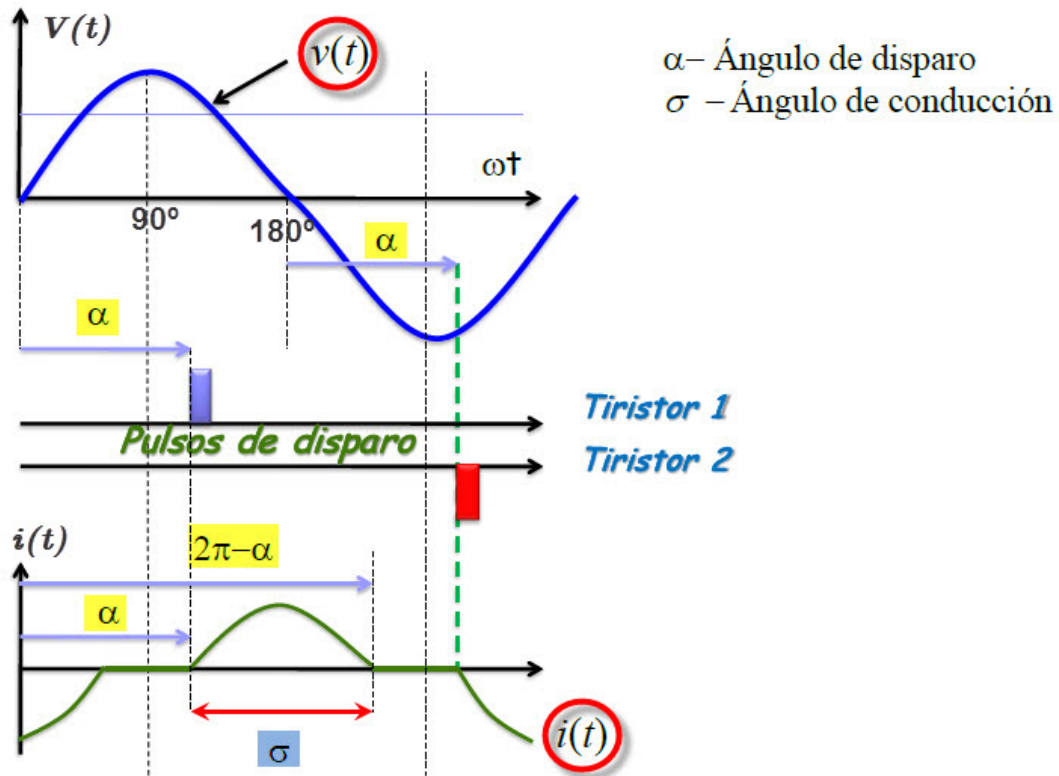


Figura 2.7.: Control de fase mediante tiristores [15]

En este último modo, el cierre de la válvula de tiristores se retrasa con respecto al pico de la tensión aplicado en cada medio ciclo, y por lo tanto la duración de los intervalos de conducción de corriente son controlados. Evidentemente, la magnitud de la corriente en el reactor puede variar continuamente desde el máximo a cero por el incremento del retraso del ángulo α desde 0 a 90 grados (eléctricos) (lo que reduce el ángulo de conducción de 180 grados a cero). El ajuste de la corriente en el reactor sin embargo, solo puede tener lugar una vez en cada medio ciclo, en el intervalo de 0 a 90 grados (intervalo de disparo). Esta restricción resulta en un posible retaso del control de la corriente. El retraso en el peor de los casos, es cuando cambia la corriente máxima a cero (o viceversa) sucede a la mitad del ciclo de la tensión AC aplicada.

Del esquema básico del TCR, asumiendo que es un generador de pulsos de disparo y envía señales simétricas a los tiristores a partir del cruce por cero de la tensión en terminales, el comportamiento de las variables está dado por la expresión:

$$L \frac{di(t)}{dt} = v_t(t) \tag{2.1}$$

Dónde:

L - es la inductancia

$i(t)$ - es la corriente

$v_t(t)$ - voltaje de alimentación

Definimos que el voltaje es:

$$v_t(t) = V \sin(\omega t)$$

de forma que, sustituyendo en la ecuación (2.1) el voltaje definido, e integrando en el intervalo en donde i a i_0 es la corriente a través de la inductancia en un tiempo t a t_0 [4] [5].

$$\int_{i_0}^i di = \frac{1}{L} \int_{t_0}^t V \sin \omega t dt \quad \rightarrow \quad i - i_0 = -\frac{V}{\omega L} (\cos \omega t) + \frac{V}{\omega L} (\cos \omega t_0)$$

Donde $X_L = \omega L$ es la reactancia nominal del inductor, y σ es el ángulo total de conducción de corriente relacionado con el ángulo α por la expresión:

$$\alpha + \frac{\sigma}{2} = \pi \tag{2.2}$$

Donde:

α - ángulo de disparo para el tiristor, medido a partir del cruce por cero del voltaje de alimentación.

Se reduce entonces que, valuando para $t_0 > \alpha/\omega$ con $i_0 = 0$ y tomando valores RMS tenemos lo siguiente:

$$i = \frac{\sqrt{2}V}{\omega L} (\cos \alpha - \cos \omega t) \tag{2.3}$$

la ecuación (2.3) puede ser rescrita de la siguiente forma:

$$i(t) = \begin{cases} \frac{\sqrt{2}V}{X_L} (\cos \alpha - \cos \omega t), & \alpha < \omega t < \sigma \\ 0, & \alpha + \sigma < \omega t < \alpha + \pi \end{cases} \tag{2.4}$$

De acuerdo a este modelo, la corriente será máxima para $\alpha=90^\circ$ y mínima (cero) para $\alpha=180^\circ$. Así podemos definir los tres modos de operación de un TCR: [1]

- Conducción parcial: $90^\circ < \alpha < 180^\circ$

- Conducción total: $\alpha = 90^\circ$
- Sin conducción : $\alpha = 180^\circ$

En la Figura 2.8 se muestra la corriente a través del inductor calculada mediante la ecuación (2.3). El ángulo α de disparo es medido desde cero pasando por el cruce positivo del voltaje aplicado. El análisis de Fourier se utiliza para obtener la componente fundamental del TCR corriente $I_1(\alpha)$, que, en general, se da como:

$$I_1(\alpha) = a_1 \cos \omega t + b_1 \sin \omega t$$

donde $b = 0$ debido a que no se generan armónicos pares debido a la simetría de media onda. Resolviendo podemos reescribir la ecuación de la siguiente forma [5]

$$I_1(\alpha) = I_{fund}(\alpha) = \left[\frac{\sigma - \sin \sigma}{\pi} \right] \frac{V}{X_L}, A \text{ (rms)} \quad (2.5)$$

La componente fundamental de la intensidad varía con el ángulo de disparo (o lo que es lo mismo con el de conducción). La susceptancia a la frecuencia fundamental, controlada por el ángulo de conducción, vale [9]

$$B(\alpha) = \frac{I_1}{V} = \left[\frac{\sigma - \sin \sigma}{\pi X_L} \right] \quad (2.6)$$

El efecto de aumentar el ángulo de disparo es reducir la componente fundamental de la corriente. Es equivalente a aumentar la inductancia del reactor, reduciendo la potencia reactiva. Este control se denomina control de fase. En algunos diseños el sistema de control responde a una señal que representa directamente la susceptancia deseada B_L ; en otros, el algoritmo de control procesa otros parámetros medidos del sistema (por ejemplo la tensión) y genera los impulsos de disparo.

El objetivo del TCR es compensar la potencia reactiva fundamental pero, debido a su presencia genera corrientes armónicas. Si no se incluye otro tipo de compensación en el sistema, puede incrementarse la potencia aparente o dar lugar a peligrosas resonancias en serie o en paralelo, degradando la forma de onda de la tensión en el punto de conexión, lo cual puede alterar su propia operación, (interacción armónica), produciéndose armónicos no característicos, que se definen como aquellos imprevistos por el análisis de Fourier, se clasifican en armónicos pares, interarmónicos y subarmónicos.

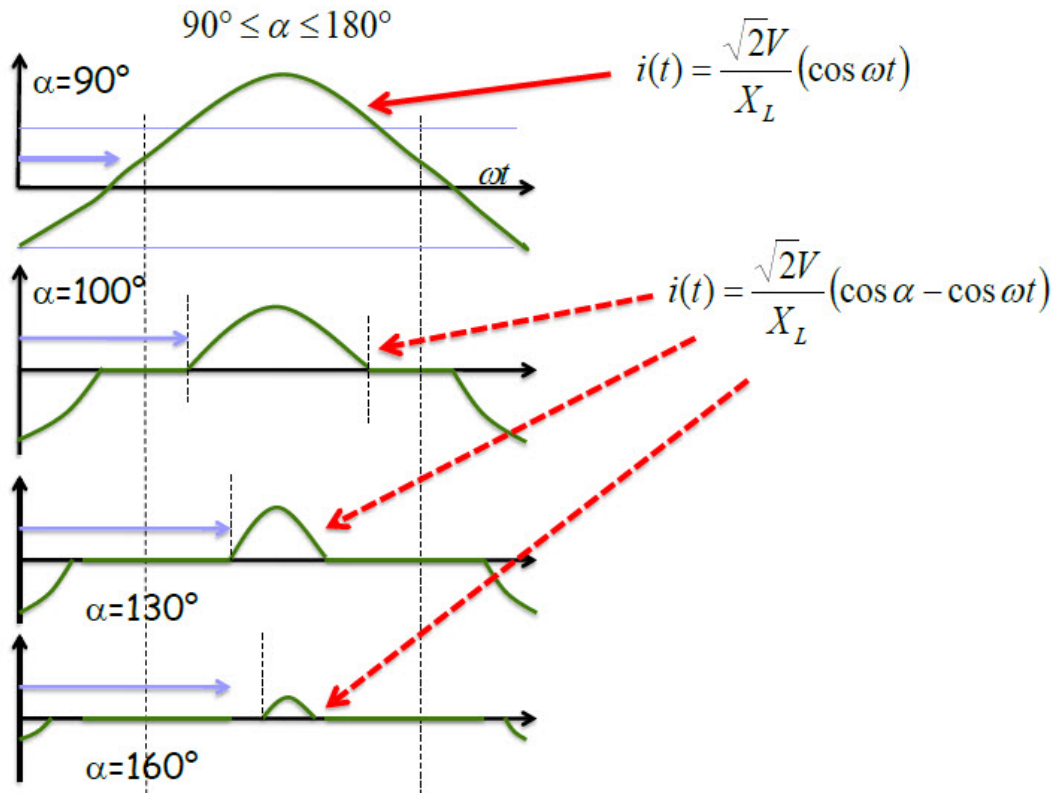


Figura 2.8.: Figura que muestra la corriente en función del ángulo de disparo

Los armónicos pares se presentan debido a una asimetría en los ángulos de disparo de un rectificador controlado.

Los interarmónicos se ubican en frecuencias no enteras de la frecuencia de red y llegan a ubicarse en frecuencias inferiores a la frecuencia de red (subarmónicos).

El TCR por lo tanto actúa como una susceptancia variable. Una variación del ángulo de disparo cambia la susceptancia y, en consecuencia, la componente fundamental de corriente, lo que conduce a una variación de la potencia reactiva absorbida por el reactor debido a la tensión aplicada es constante. Sin embargo, como el ángulo de disparo se incrementa más allá de 90 grados, la corriente es no sinusoidal, y son generados corrientes armónicas. Si los dos tiristores se disparan simétricamente en los semiciclos positivos y negativos, entonces se producen sólo armónicos de orden impar. Los armónicos se pueden deducir a través de un análisis de Fourier de las componentes de alta frecuencia. El valor RMS de la armónica de orden n se expresa como una función de la siguiente ecuación (2.7):

$$I_{1n}(\alpha) = \frac{4}{\pi} \left[\frac{\sin(n+1)\alpha}{2(n+1)} + \frac{\sin(n-1)\alpha}{2(n-1)} - \cos\alpha \frac{\sin(n\alpha)}{n} \right] \frac{V}{X_L}, A(rms) \quad (2.7)$$

Si se representa cada armónico frente al ángulo de conducción se ve una función formada por lóbulos, que van creciendo en amplitud en el sentido de ángulo de conducción creciente. Los máximos de los armónicos no ocurren en los mismos ángulos de conducción. Figura 2.9 [3]

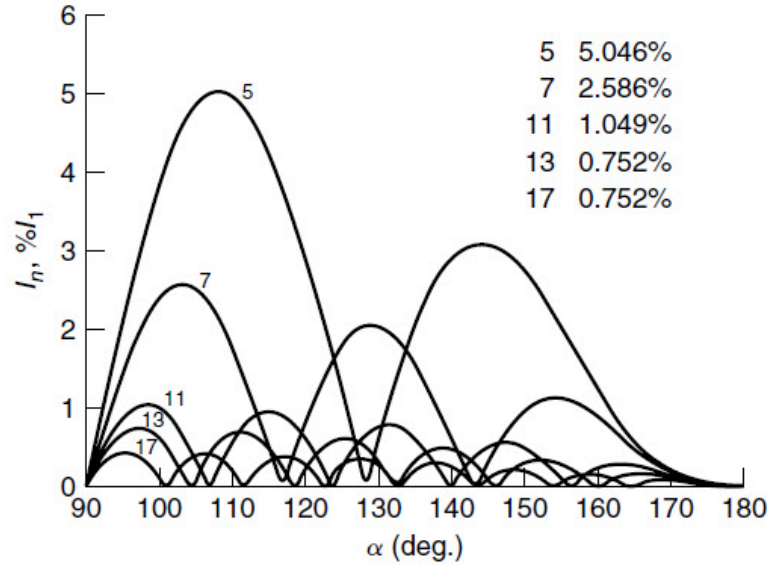


Figura 2.9.: Corriente armónica del TCR

Dada la relación proporcional entre las magnitudes de armónicos y los armónicos impares, el tamaño de este TCR, puede ser una fuente de importantes armónicos.

2.2.2 Capacitor Conmutado por Tiristores

El Capacitor Conmutado por Tiristores (TSC de Thyristor-Switched Capacitor) consiste en una capacitancia fija C , válvula bidireccional de tiristores y un reactor relativamente pequeño L , el cual tiene la función primordial de limitar la corriente en la válvula de tiristores bajo condiciones anormales o normales de operación, también para crear un filtro sintonizado a una determinada frecuencia.

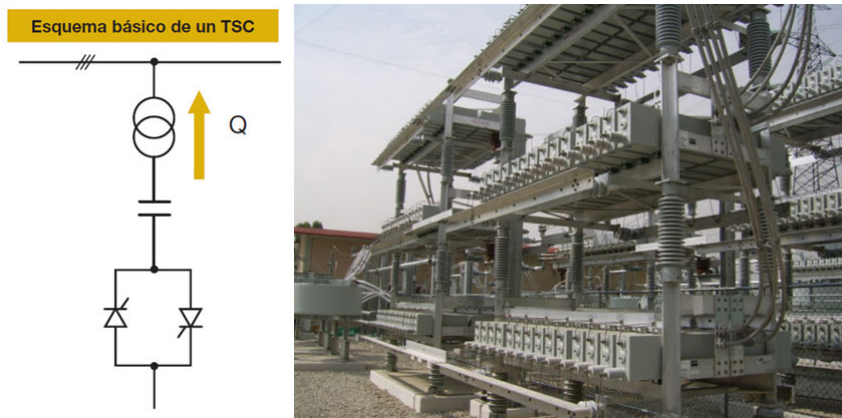


Figura 2.10.: (izquierda) Esquema básico de un TSC. (derecha) Bancos de capacitores del TSC

En este esquema el sistema de tiristores actúa generando el efecto de conexión o desconexión del capacitor. El principio de control de fase utilizado en los reactores no encuentra aplicación en capacitores por los transitorios de carga que se generan cada vez que se aplica voltaje a un capacitor. A diferencia de un esquema convencional de un reactor controlado por tiristores, el TSC sólo tiene dos estados de operación: on (plena conducción) y off (desconectado). En la Figura 2.10 se muestra el diagrama eléctrico de un TSC.

Para estudiar el transitorio de conexión de un TSC considérese el circuito simple LC mostrado en la Figura 2.11. La inclusión de un reactor conectado en serie con el capacitor realiza dos funciones principales [3] [5] [7]:

- 1) Disminuir la interacción con resonancias armónicas de la red
- 2) Limitar las corrientes generadas en el instante de conmutación

Sea:

$$v(t) = V \sin(\omega t) \quad (2.8)$$

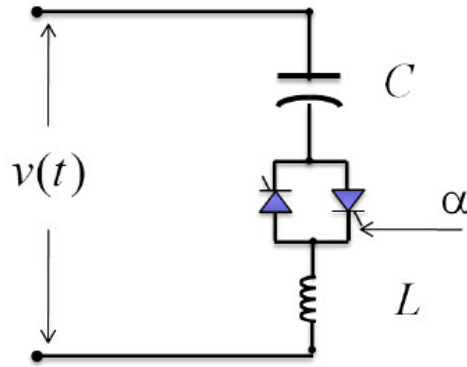


Figura 2.11.: Esquema de un TSC y fuente de alimentación.

El comportamiento del circuito está descrito por la ecuación diferencial:

$$v(t) = v_c(t) + L \frac{di}{dt} \quad \text{para } \omega t \geq \alpha \quad (2.9)$$

Donde:

$$v_c(t) = v_c(0^-) + \frac{1}{C} \int_{0^-}^t i_C(t') dt \quad (2.10)$$

en la cual v_C es el voltaje e i_C es la corriente a través del capacitor.

La acción de conmutación en el tiristor es similar a conectar un capacitor en un instante determinado de la onda de alimentación de voltaje:

- En el instante de conmutación el capacitor puede estar cargado o descargado dependiendo de la ocasión previa en que se inició una acción de conexión. La presencia de un voltaje inicial modifica la magnitud de las componentes transitorias generadas.
- La acción de conmutación genera términos transitorios como se muestra en la ecuación (2.9) por la presencia del inductor.

Usando la transformada de Laplace obtenemos de la ecuación (2.10) sustituida en la ecuación (2.9):

$$V(s) = (sL + \frac{1}{sC})Is + \frac{V_{CO}}{s} \quad (2.11)$$

al despejar la corriente de (2.11) y pasar al dominio del tiempo, se tiene que:

$$i(t) = I_{AC} \cos(\omega_0 t + \alpha) - n B_C \left(V_{C0} - \left(\frac{n^2}{n^2 - 1} \right) V \sin \alpha \right) \sin \omega_n t - I_{AC} \cos \alpha \cos \omega_n t \quad (2.12)$$

Donde la frecuencia natural es:

$$\omega_n = n \omega_0 = \left(\frac{1}{\sqrt{LC}} \right) \quad (2.13)$$

Y la frecuencia natural por unidad es:

$$\omega_n = \sqrt{\left(\frac{|X_C|}{|X_L|} \right)} \quad (2.14)$$

$$I_{AC} = V \frac{B_C B_L}{B_C + B_L} \quad (2.15)$$

En este caso, es V_{C0} el voltaje inicial del capacitor en $t = 0$. Tenga en cuenta que no hay amortiguación considerada en el circuito. El término involucrado en la frecuencia fundamental ω_0 , representa la solución del estado estacionario. Como es de esperar, la corriente adelanta al voltaje 90° . La magnitud de la corriente, I_{AC} , obtenida en la ecuación anterior, puede ser expresada como:

$$I_{AC} = V B_C \frac{n^2}{n^2 - 1} \quad (2.16)$$

Un aumento en la corriente por el factor $((n^2)/(n^2 - 1))$ se ve en comparación con el caso del reactor. El mismo factor de aumento es también inherente a la magnitud de tensión del capacitor.

$$V_C = I X_C = V \frac{n^2}{n^2 - 1} \quad (2.17)$$

Es interesante estudiar este aumento en función del giro de la rama TSC. El resultado se tiene en la Figura 2.12. Para los circuitos LC sintonizados a las frecuencias resonantes de tres veces mayor a la frecuencia de alimentación y más, el factor de aumento es cercano a 1.0 para el ajuste por debajo de $3\omega_0$, el factor de magnificación crece muy rápidamente. Para los sistemas prácticos por lo tanto, n debe ser elegido por encima de 3 (por lo general, entre las armónicas 4 y 5).

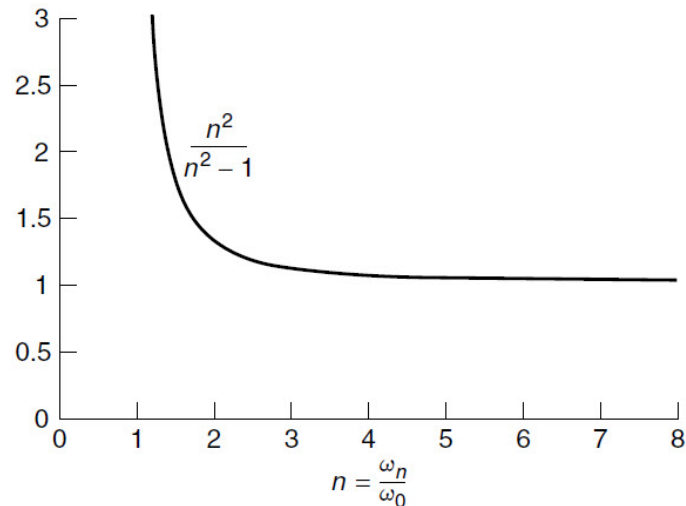


Figura 2.12.: Gráfica del factor de aumento contra las cantidades de la frecuencia fundamental en el TSC

Se observa que las características que debe cumplir una conmutación libre de transitorios son:

- Los tiristores deben ser conmutados en el instante en que la onda de voltaje tenga su valor máximo o mínimo:

$$\cos \alpha = 0 \Rightarrow \sin \alpha = \pm 1 \quad (2.18)$$

- Los capacitores deben tener una carga inicial de:

$$V_{C0} = \pm V \frac{n^2}{n^2 - 1} = I_{AC} X_C \quad (2.19)$$

La primera condición, ecuación (2.18), expresa que para evitar los transitorios, el interruptor debe estar cerrado, ya sea en el pico positivo o negativo de la fuente de voltaje sinusoidal. La segunda condición ecuación (2.19) muestra que el capacitor se debe cargar a un valor predeterminado. En la práctica, se emplean algunas estrategias de disparo para evitar los transitorios, como:

1. En los lugares donde se instalan los CEV's, usualmente los voltajes no son puramente sinusoidales y constantes, lo que hace que la decisión en el cambio sea menos predecible que la condición ideal. Una cierta cantidad de transitorios son de esperar, incluso con estrategias de disparo muy precisos.

2. Manteniendo el capacitor cargado a $V((n^2)/(n^2 - 1))$ se necesita un equipo de carga extra. Es más fácil tener cargado al capacitor con una tensión V de igual manera, pero se producirá una cierta cantidad de transitorios, por el voltaje de alimentación V .
3. Grandes capacitores de AC no están diseñados para soportar prolongadamente la tensión de precarga en DC. Si las pérdidas se consideran en el análisis del circuito, los términos oscilatorios decaerán, pero las conclusiones principales hechas en la lista anterior seguirán siendo válidas.

Las estrategias de conmutación que aquí se presentan, limitan los transitorios en límites aceptables y se basan en procesos muy simples para decidir cuando los tiristores deben de dispararse. El control es simple y el rendimiento es muy robusto. Los siguientes dos esquemas de disparos simples son la base para estrategias de cambio:

■ **Esquema de disparo 1**

Se dispara cuando el voltaje de la condición inicial es igual al voltaje de alimentación, por lo que $V_{C0} = v(t)$. El disparo por lo tanto tiene lugar cuando el voltaje de la válvula tiene un paso por cero:

$$V \sin \alpha = V_{C0} \quad (2.20)$$

Y el ángulo de disparo es:

$$\alpha = \arcsin \frac{V_{C0}}{V} \quad (2.21)$$

La ecuación (2.12) con α a partir de las ecuaciones (2.20) y (2.21) da la magnitud del término oscilatorio I_{OSC} de la siguiente manera:

$$\frac{I_{OSC}}{I_{AC}} = \sqrt{1 - \left(\frac{V_{C0}}{V}\right)^2 \left(1 - \frac{1}{n^2}\right)} \quad (2.22)$$

La Figura 2.13(a) muestra esta relación para diferentes ajustes de la rama TSC y para diferentes condiciones de precarga del capacitor. Se puede notar que el término de la magnitud oscilatoria nunca excede con una alta precarga en el capacitor, los transitorios se hacen más pequeños, especialmente para las ramas que se ajustan a las frecuencias de mayor resonancia.

El mayor transitorio a ocurre si el capacitor está completamente descargado. Esta estrategia de disparo no puede usarse si el capacitor está sobrecargado con un $V_{C0} > V$.

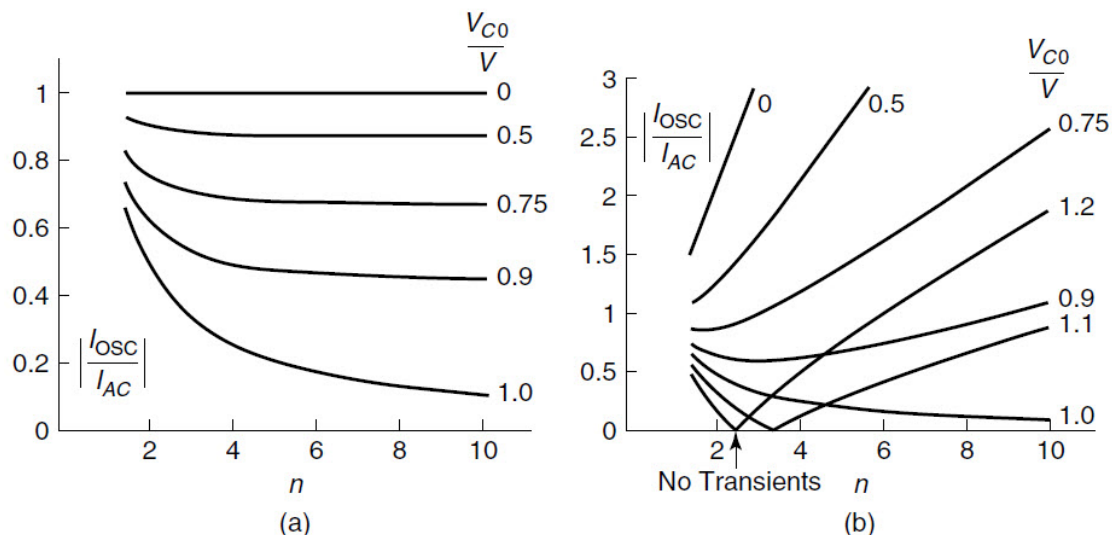


Figura 2.13.: La magnitud de la componente oscilatoria para diferentes ajustes de la rama LC y diferentes precargas en C : (a) criterio de disparo, $v(t) = V_{C0}(V_T = 0)$ y (b) criterio de disparo, de cresta vt

▪ **Esquema de disparo 2**

Disparo en la cresta del voltaje de alimentación de señal sinusoidal, por lo que $\cos\alpha = 0$. Una vez más la ecuación (2.12) da la magnitud del término oscilatorio de la siguiente manera:

$$\frac{I_{OSC}}{I_{AC}} = n \left(\frac{V_{C0}}{V} \frac{n^2 - 1}{n^2} - 1 \right) \tag{2.23}$$

En la Figura 2.13(b) se muestra el resultado de la estrategia de conmutación por disparo de cresta. Este régimen se aplica incluso si el capacitor esta cargado. Sin embargo, es poco favorable si los transitorios de voltaje inicial del capacitor, están por debajo de la cresta de voltaje de alimentación (por ejemplo, $V_{C0}/V = 0.75$). Se espera el menor número de transitorios si se ajusta “n” en el rango donde puede ser $n = 2$ a 5. Para un voltaje inicial en el capacitor de 1.0 , los dos disparos de los esquemas son idénticos, lo que se puede ver comparando las características de rectas de $V_{C0}/V = 1.0$ en las Figuras (2.12) (a) y (b) respectivamente.

Existen estrategias que se presentan con base a los esquemas de disparo:

▪ **Estrategia A**

- Capacitor descargado, si no está conectado al sistema. Por lo tanto con cualquier voltaje inicial a través del capacitor, será posible llevar a cabo el disparo.

- Si $V_{C0} < V$ en el momento de la demanda de voltaje para el capacitor, es encendido de acuerdo al primer esquema de disparo explicado, es decir, tan pronto como el voltaje a través de la válvula llegue a cero, el voltaje del capacitor es igual al voltaje suministrado.
- Si el capacitor se sobrecarga ($V_{C0} > V$) en el momento de la demanda conmuta de acuerdo con el segundo esquema de disparo, es decir, cuando el voltaje de alimentación llega a la cresta y el voltaje a través de la válvula es mínima. Este esquema también se le llama conmutación forzada. [3]

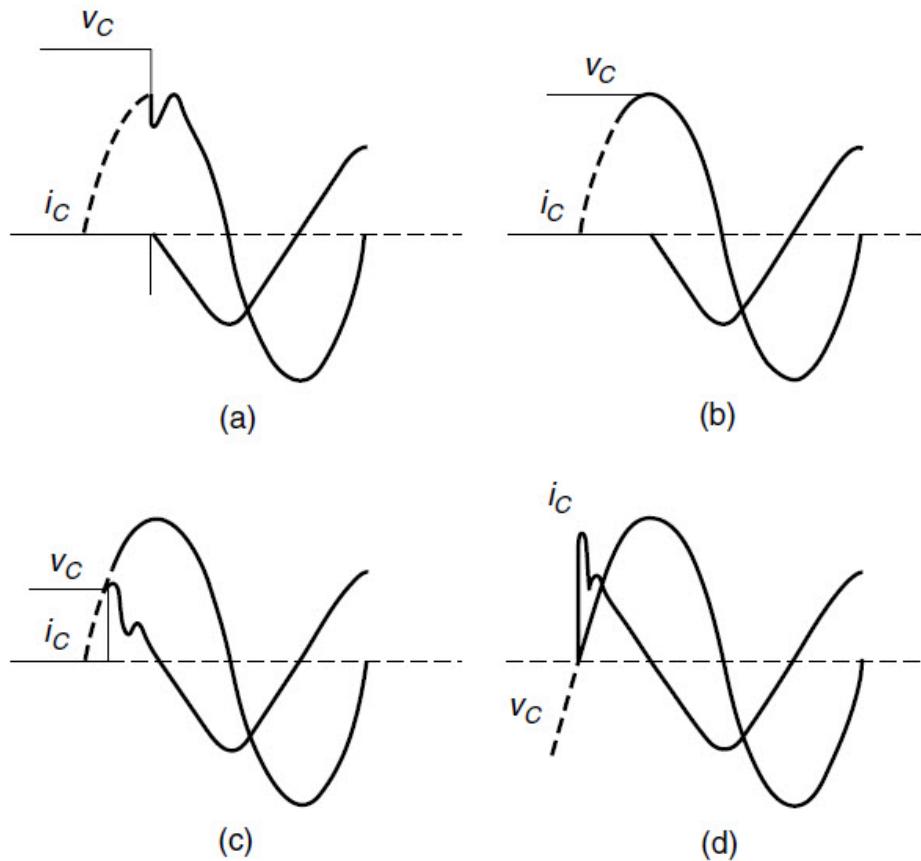


Figura 2.14.: La estrategia de conmutación de un TSC: (a) disparo con el voltaje de la válvula mínima $V_C > V$; (b) disparo con el voltaje de la válvula en cero $V_C = V$; (C) disparo con el voltaje de la válvula en cero $V_C < V$ y (d) disparo con el voltaje de la válvula en cero $V_C = 0$.

Esta estrategia de disparo utiliza dos de los esquemas anteriores de disparo para minimizar las corrientes transitorias. La estrategia no requiere un capacitor de carga especial y puede operar con capacitores de potencia AC convencionales. Es ampliamente utilizado en las plantas TSC para sistemas de transmisión. La estrategia se presenta en la Figura 2.14 de una manera simplificada para cuatro casos.

■ **Estrategia B**

- Los capacitores se cargan durante la cresta del voltaje de alimentación por el disparo, solo uno de los dos tiristores. Es de notar que no se cargan al voltaje óptimo $Vn^2/(n^2 - 1)$.
- Los disparos siempre toman partes de la cresta del voltaje de alimentación, donde el voltaje de la válvula es mínima.

Estas estrategias de disparo se basan en el (2) esquema de disparos. Se hace uso de los transitorios relativamente pequeños si el capacitor se carga y puede encontrar algunas aplicaciones industriales para el TSC. Sin embargo hay muchos problemas relacionados con su uso. El problema de la tensión DC prolongado en el capacitor ya se ha mencionado. Para superar este problema, el capacitor es cargado periódicamente con polaridad opuesta, que eventualmente se convierte en tolerable en las plantas industriales pero, debido a la alta corriente cuando se invierte la polaridad, es difícilmente aceptable para la compensación de transmisión. Además los capacitores no están debidamente aislados del sistema cuando se apagan, y las interacciones con el sistema de energía pueden ocurrir. Debido al voltaje transitorio, también es posible que el capacitor pueda cargarse con voltajes por encima del valor ideal, lo cual es indeseable.

El TSC tiene una característica de operación discreta de voltaje-corriente [1], como se muestra en la Figura 2.15. La forma de esta característica es una función del número de unidades de TSC, sus rangos individuales, y un voltaje de histéresis ΔV , que se basa en evitar la conmutación indeseable frecuente de los capacitores. En el circuito cerrado de voltaje de control de operación, el TSC regula el voltaje del bus de voltaje dentro de la gama $V_{ref} \pm \Delta V/2$.

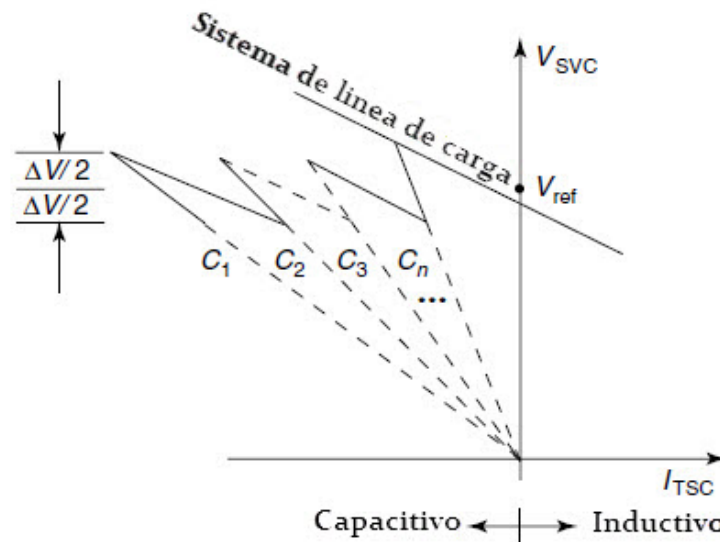


Figura 2.15.: Características de operación de un TSC

3. Problemática

3.1. Descripción del Problema

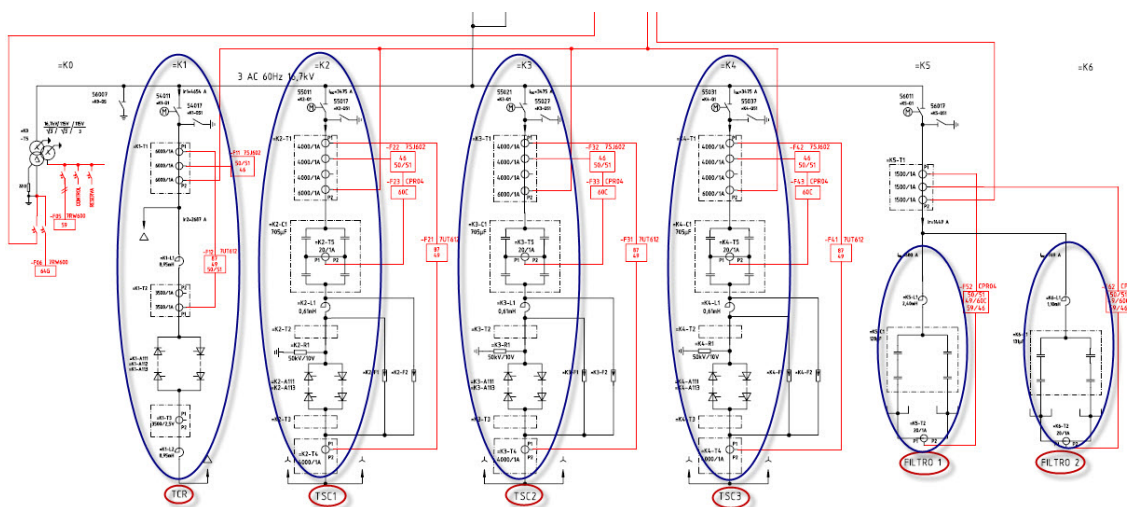


Figura 3.1.: Diagrama unifilar del Compensador Estático de VAR's de NOP

En capítulos anteriores se detalló las partes que conforman al CEV (CEV de la S.E. NOP apéndice A2), en la Figura 3.1 se observa el diagrama unifilar de CEV con sus componentes, el cual ha presentado fallas desde su puesta en servicio y, el pasado mes de Septiembre del 2011 tuvo una falla que se describe a continuación:

El CEV en condiciones normales de operación, tanto la rama del TCR como los filtros están conectados al sistema mediante el transformador de 400/16.7kV como se muestra en la Figura 3.2 (cuadro punteado). Con el fin de suministrar Potencia Reactiva al sistema se conecta la Rama TCS1.

Al conectar esta Rama TCS1 hubo un disparo de las protecciones del CEV, se abrieron las cuchillas correspondientes (A 2040 y A 0040), se llevó a cabo el proceso de descarga para los capacitores, posteriormente se habilitaron los interruptores del CEV para conectarlo al SEP, después se comprueba el Control de Lazo Cerrado (CLC), se habilitan las señales para cada Rama, se comprueba la secuencia de funcionamiento y de nueva cuenta vuelve a dispararse las protecciones del CEV, se puede observar esta secuencia de eventos en la Tabla 3.2.

Secuencia de eventos	Acciones
Disparo de Protecciones	✓
Interruptores del CEV - Abierto	✓
Proceso de Descarga	✓
Habilitan los Interruptores del CEV	✓
Chequeo del Control de lazo cerrado	✓
Señales activadas para el CEV	✓
Secuencia de Funcionamiento	X

Cuadro 3.1.: Tabla de secuencia de eventos durante la falla para TSC1

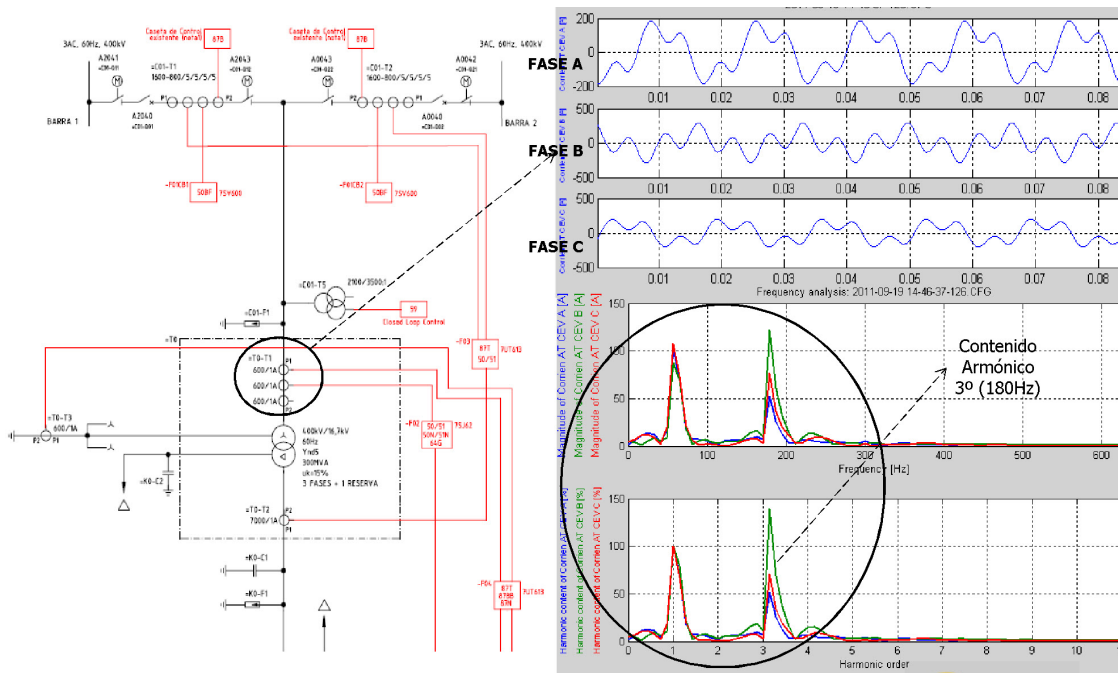


Figura 3.2.: Unifilar del CEV del Transformador lado de alta 400kV y gráficas asociadas

Cuando no es posible conectar TSC1, están las ramas TSC2 y TSC3, se inhabilita la rama TSC1 y se realizan los pasos descritos en la Tabla 3.4 para la rama TSC2, pero vuelven a dispararse las protecciones del CEV y se inhabilita la rama TSC2 para conectar la rama TSC3 sin tener éxito, el operador cambia de modo automático a modo manual para que el CEV no pueda conectar nuevamente las Ramas TSC's.

El CEV cuenta con un Registrador de Eventos, donde se guardan las variables de tensión y corriente de los elementos que componen al CEV, estos fueron analizados mediante un programa. Se llevó a cabo el análisis del día del evento y un día posterior al evento para comparar los datos obtenidos.

En la Figura 3.2 se observa del lado izquierdo la ubicación del Registrador y en

3.1 Descripción del Problema

la parte inferior el transformador de 400/16.7 kV, del lado derecho se muestran las formas de onda asociadas al lado de alta tensión del transformador y eligiendo un intervalo es posible hacer un análisis de Fourier para determinar el contenido armónico que presenta dicho intervalo. En las gráficas se observa un desbalance por las diferentes magnitudes y las formas de onda de cada fase nos dicen que existe un contenido armónico, esto ocasiona:

- Pérdidas adicionales de potencia y energía.
- Calentamiento adicional de máquinas, limitándose la capacidad de carga nominal.
- Reducción de los sistemas de distribución en el de transporte de potencia.
- Propagación de desbalance a otros nodos de conexión de la red.

En la Figura 3.3 se presentan las gráficas de voltajes y corrientes, del lado derecho solo se presentan las corrientes por fases del lado de alta del transformador.

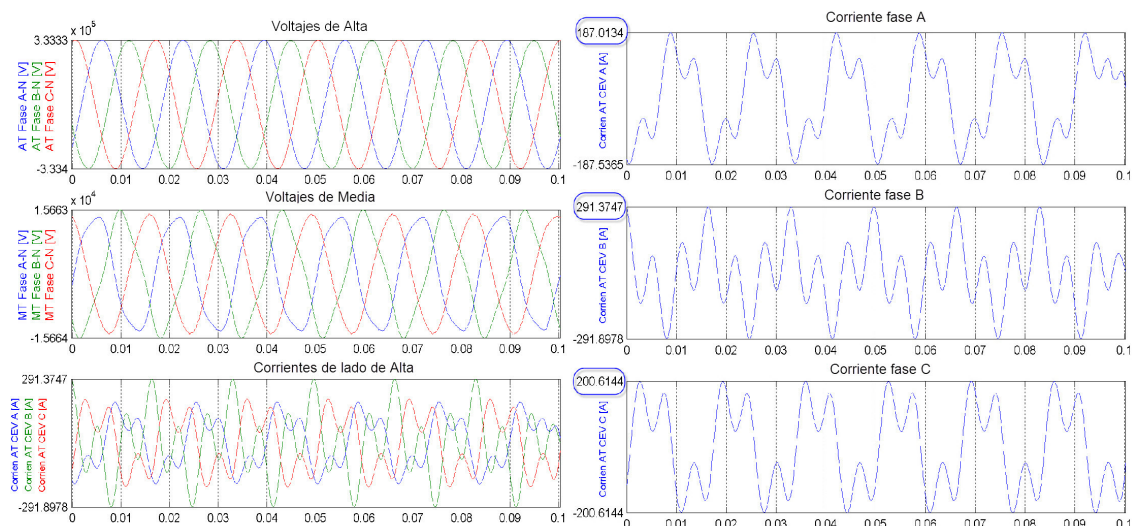


Figura 3.3.: Gráficas del lado de alta tensión del transformador 400/16.7 kV

En la Figura 3.3 tenemos el valor de las corrientes, voltajes y sus formas de onda, en los voltajes de lado de alta se aprecian senoidales puras, mientras que en media tensión se observan senoidales con magnitud diferente, al igual que en las corrientes de alta.

En la Tabla 3.3, se presentan los valores de tensión y corriente; en la Figura 3.3 existe un contenido armónico, (lado derecho inferior), se observa un incremento de la tercera armónica en las tres fases del lado de alta tensión del transformador, posteriormente se dispara la protección del CEV.

	Fase A	Fase B	Fase C
Corriente [A]	187.01	291.37	200.61
Voltaje de Alta [kV]	333.33	333.33	333.33
Voltaje de Media [kV]	13.77	15.63	14.57
No. Armónica	3 ^a	3 ^a	3 ^a

Cuadro 3.2.: Valores obtenidos por gráficas del lado de alta del Transformador

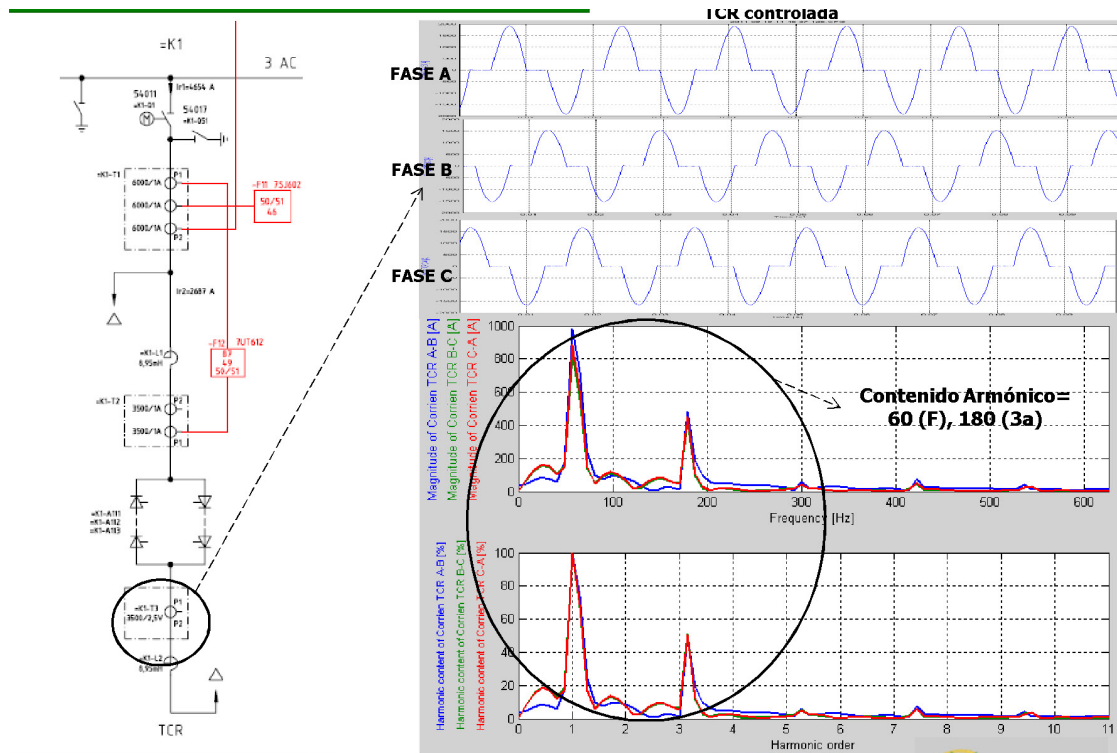


Figura 3.4.: TCR y sus formas de onda.

En la Figura 3.4 se presenta el diagrama unifilar del TCR (lado izquierdo) y las formas de onda asociadas al TCR (lado derecho). Se muestra el contenido armónico de las gráficas de corriente del TCR (parte inferior del lado derecho), se observa la componente de frecuencia fundamental y la tercera armónica, sin embargo es de esperarse que aparezca la tercera armónica, ya que el TCR genera armónicos debido al disparo de los tiristores (dependiendo del ángulo de disparo). La conexión que presenta el TCR es en delta, esto permite que las corrientes de tercera armónica no contaminen al sistema y se mantengan dentro de la delta. Como se observa en la Figura 3.4 el Registrador de Fallas Transitorias (TFR), que es el encargado de guardar la información de los eventos, se encuentra dentro de la Rama del TCR.

En la Figura 3.5 se muestra el diagrama unifilar de los filtros (lado izquierdo) y las formas de onda (lado derecho), también el contenido armónico (parte inferior

3.1 Descripción del Problema

	Fase A-B	Fase B-C	Fase C-A
Corriente [A]	1933.12	1541.00	1679.85
No. Armónica	3 ^a	3 ^a	3 ^a

Cuadro 3.3.: Valores obtenidos de las gráficas del TCR

derecha) donde se observa un pequeño pico en la tercera armónica, las formas de onda de la fase A y B son diferentes con respecto a la fase C y se ve reflejado en el contenido armónico que se presenta en la gráfica inferior, además en la Tabla 3.5 podemos comparar la magnitud de las corrientes observadas y el número de armónicas aparece en la gráfica. La tercera armónica es la que sobresale de las demás, la quinta y séptima no llegan a pasar del 10% en relación con la frecuencia fundamental, pero su presencia en la gráfica es de resaltar.

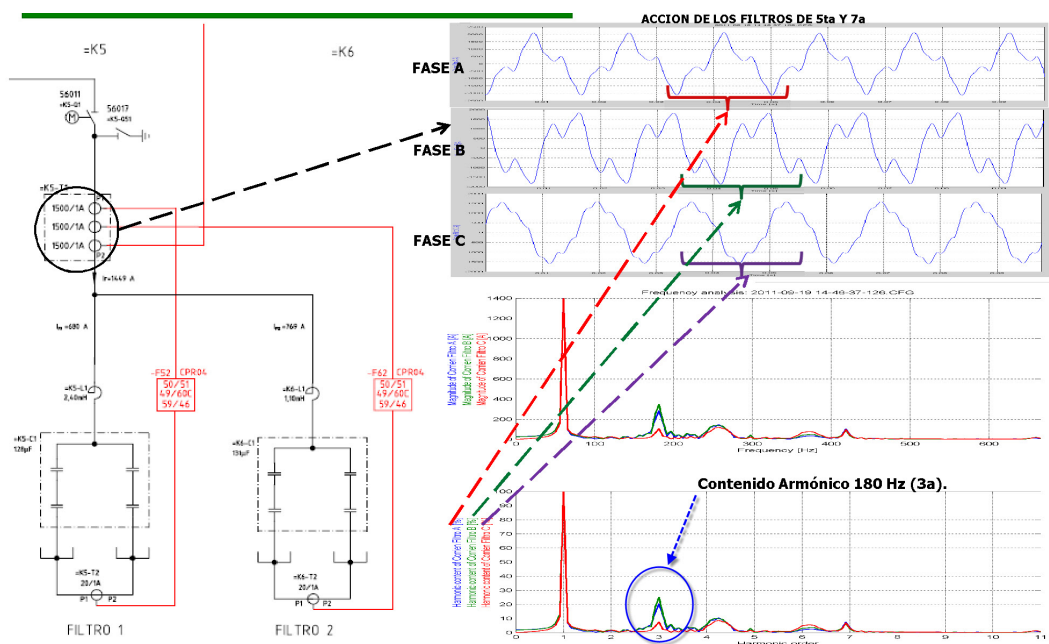


Figura 3.5.: Filtros de 5^a, 7^a armónicas y sus formas de onda.

	Fase A-B	Fase B-C	Fase C-A
Corriente [A]	2129.72	1843.32	1590.26
No. Armónica	3 ^a , 5 ^a , 7 ^a	3 ^a , 5 ^a , 7 ^a	3 ^a , 5 ^a , 7 ^a

Cuadro 3.4.: Valores obtenidos de las gráficas de los Filtros

En la Figura 3.6 se muestra el diagrama unifilar del TSC1 (lado izquierdo) y las gráficas de las formas de onda asociadas al TSC1 (lado derecho), en la parte inferior a las gráficas podemos observar el contenido armónico, donde las fases A y B se

aprecia una distorsión en la corriente por lo que se incrementa la magnitud del contenido armónico para la tercera armónica de la gráfica inferior y un pequeño porcentaje para la quinta y séptima armónica, en la Tabla 3.6 se pueden observar las magnitudes por fase para el TCS1.

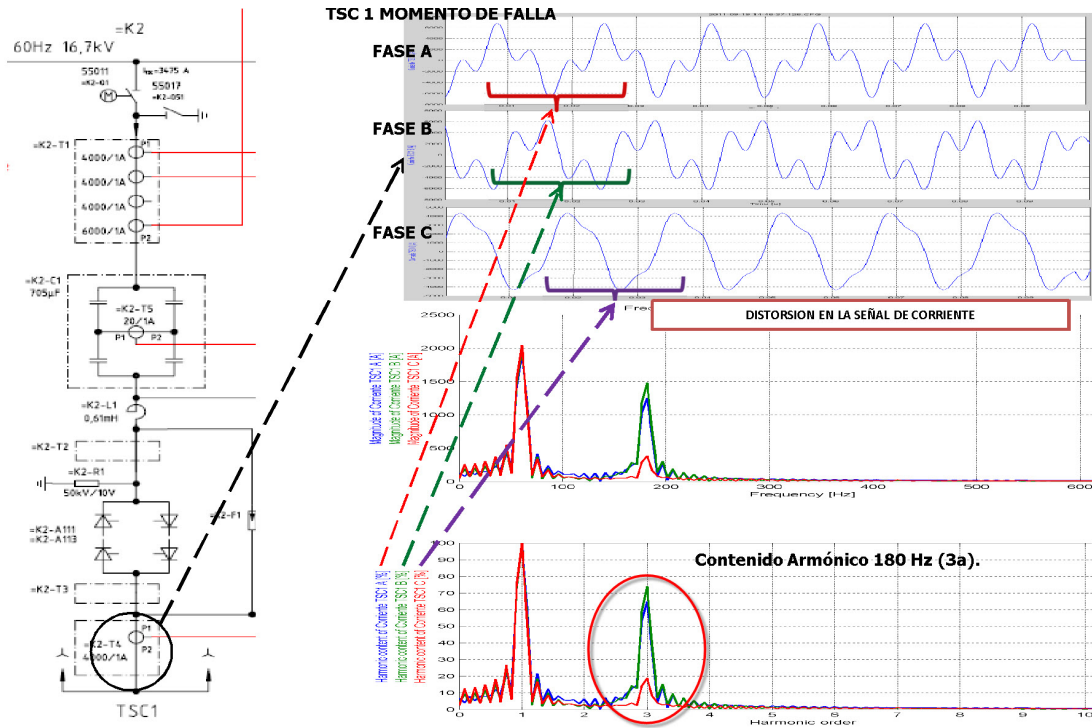


Figura 3.6.: TCS1 y sus formas de onda.

	Fase A	Fase B	Fase C
Corriente [A]	6790.02	6230.29	4369.74
No. Armónica	3 ^a	3 ^a	3 ^a

Cuadro 3.5.: Valores obtenidos de las gráficas del TCS1

En la Figura 3.7 el diagrama unifilar del TSC2 (lado izquierdo) y formas de onda al TSC2 (lado derecho), en la parte inferior se observar el contenido armónico, en las gráficas se aprecia una distorsión en la corriente, posteriormente la protección del CEV se dispara, en la Tabla 3.7 se encuentra las magnitudes de la corriente para la rama TSC2, las cuales difieren entre sí, al igual que las formas de onda y las magnitudes de las corrientes, pero se observa la tercera armónica tiene un incremento el cual, por su magnitud con respecto a la frecuencia fundamental puede ser un factor que ocasionó el disparo de protecciones causado por sobrecorriente.

3.1 Descripción del Problema

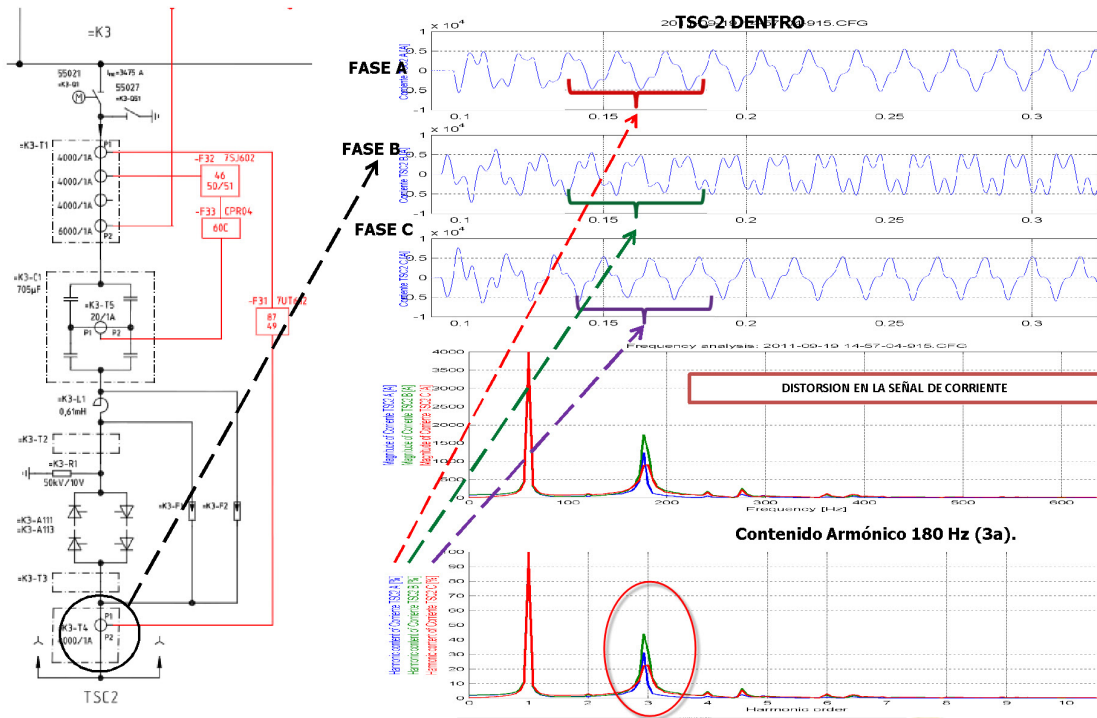


Figura 3.7.: TCS2 y sus formas de onda.

	Fase A	Fase B	Fase C
Corriente [A]	5551.98	6366.02	6151.82
No. Armónica	3 ^a	3 ^a	3 ^a

Cuadro 3.6.: Valores obtenidos por gráficas del TSC2

En la Figura 3.8 se observa la última Rama TCS3, su diagrama unifilar (lado izquierdo), las formas de onda (lado derecho) no son una senoidal pura, además son diferentes las formas de onda entre fases, en la tabla 3.8 se puede interpretar que la magnitud de la corriente entre fases, no presenta variaciones de la misma magnitud que las otras ramas, sin embargo en la gráfica inferior de contenido armónico, la tercera armónica esta presente.

En las gráficas mostradas (Figura 3.2 a Figura 3.8) se observan desbalances entre los voltajes de fase y corrientes de fase. Estas gráficas se obtuvieron durante la falla descrita del CEV, las gráficas siguientes muestran las condiciones normales de operación del CEV y serán usadas para llevar a cabo una comparación con las anteriores.

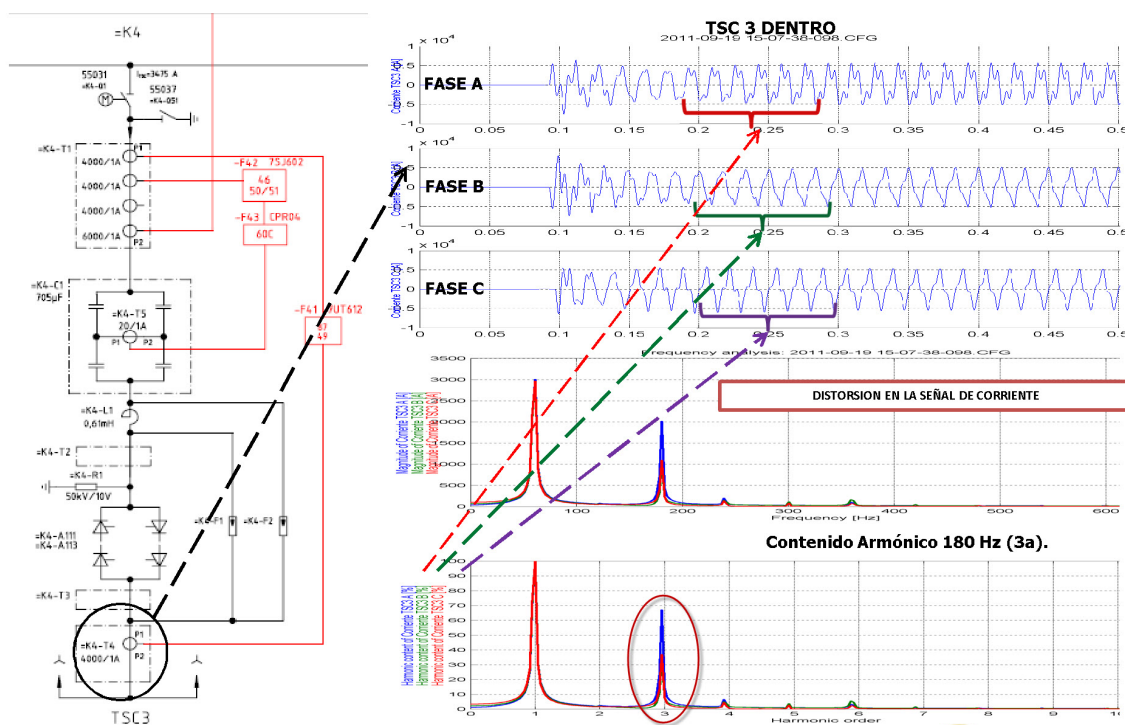


Figura 3.8.: TCS3 y sus formas de onda.

	Fase A	Fase B	Fase C
Corriente [A]	5763	5145.7	5499.6
No. Armónica	3 ^a	3 ^a	3 ^a

Cuadro 3.7.: Valores obtenidos por gráficas del TSC3

3.1.1. Gráficas del funcionamiento normal del CEV

La (Figura 3.9) muestra las variables, en condición normal de operación, cuando el compensador está conectado con el TCR y los filtros. En el momento en que se conecta la Rama TSC1, se presenta un transitorio que provoca un desbalance y un incremento en las armónicas.

Esta operación es normal, ya que después del transitorio, cuando se sincronizan el TCR y el TSC1, se alcanza un estado estacionario que, sin embargo ya no es puramente senoidal (Figura 3.9).

- Las magnitudes de las corrientes entre fases son ligeramente diferentes, después del tiempo 0.1s dichas magnitudes son distintas.

3.1 Descripción del Problema

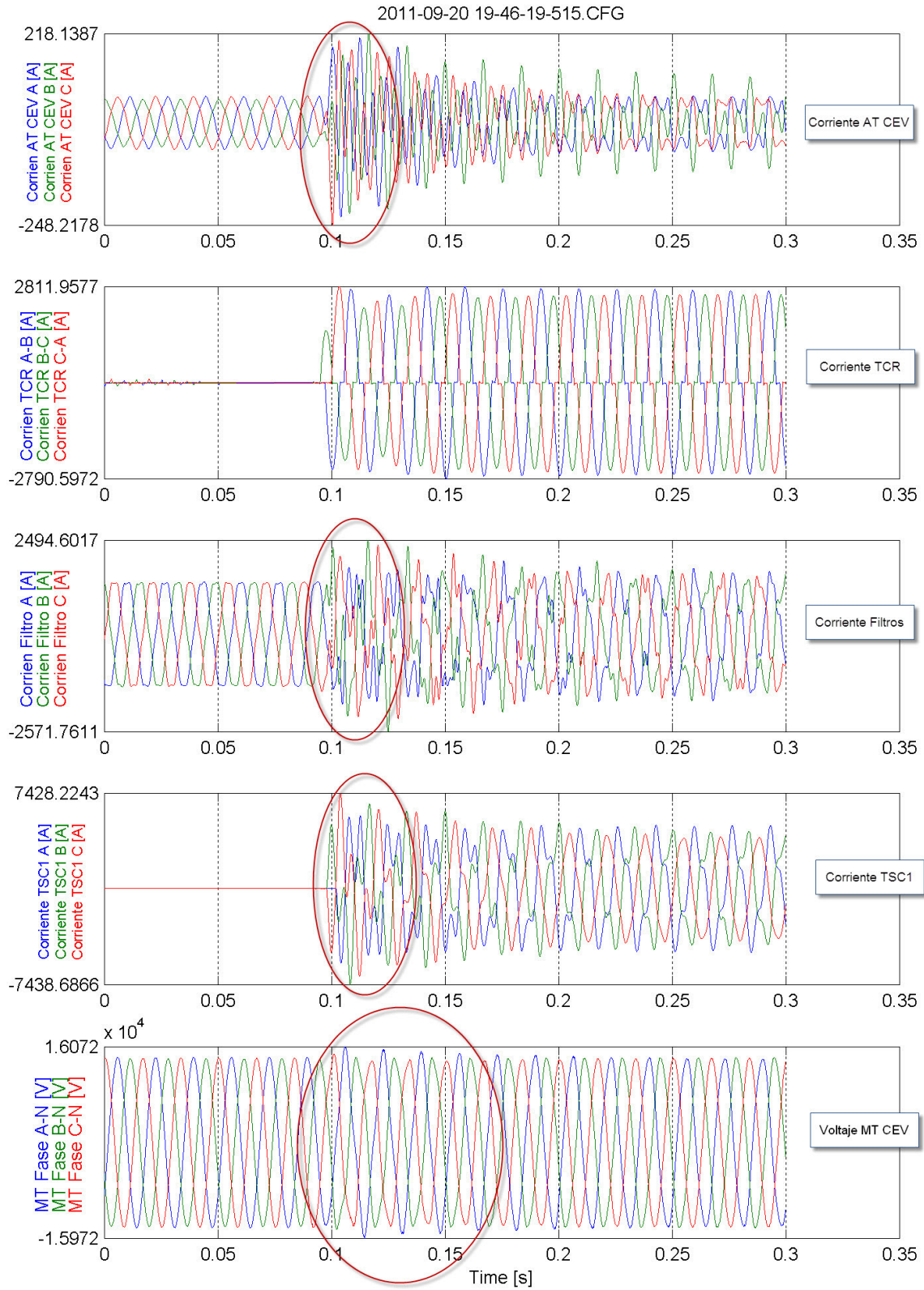


Figura 3.9.: Formas de onda en el instante cuando el TCS1 es conectado

	Fase A	Fase B	Fase C
Corriente de alta del CEV [A]	64.87/207.3	57.78/187.7	65.41/172.7
Corriente de TCR [A]	0/2520.8 (A-B)	0/2492.2 (B-C)	0/2740.3 (C-A)
Corriente de TCS1 [A]	0/4806.8	0/5186.8	0/4325.6
Corriente de Filtros [A]	1387/1921.6	1373/1931.8	1368.23/1666
Voltaje de Media [kV]	14.273/14.117	14.273/14.117	14.273/14.117

Cuadro 3.8.: Valores de la Figura 3.9

- Los filtros presentan un incremento en la corriente, perdiendo la forma senoidal de estas.
- En la rama TSC1 que se conectó, se observa que las formas de onda tienen variaciones.

En la Figura 3.9 para el voltaje observado en la última gráfica en el momento que es conectado la Rama TSC1 hay un incremento y un transitorio en las senoidales pero se estabiliza, estas magnitudes las podemos observar en la Tabla 3.8 donde se encuentran los valores antes y después de entrar la Rama TSC1 separados con una diagonal.

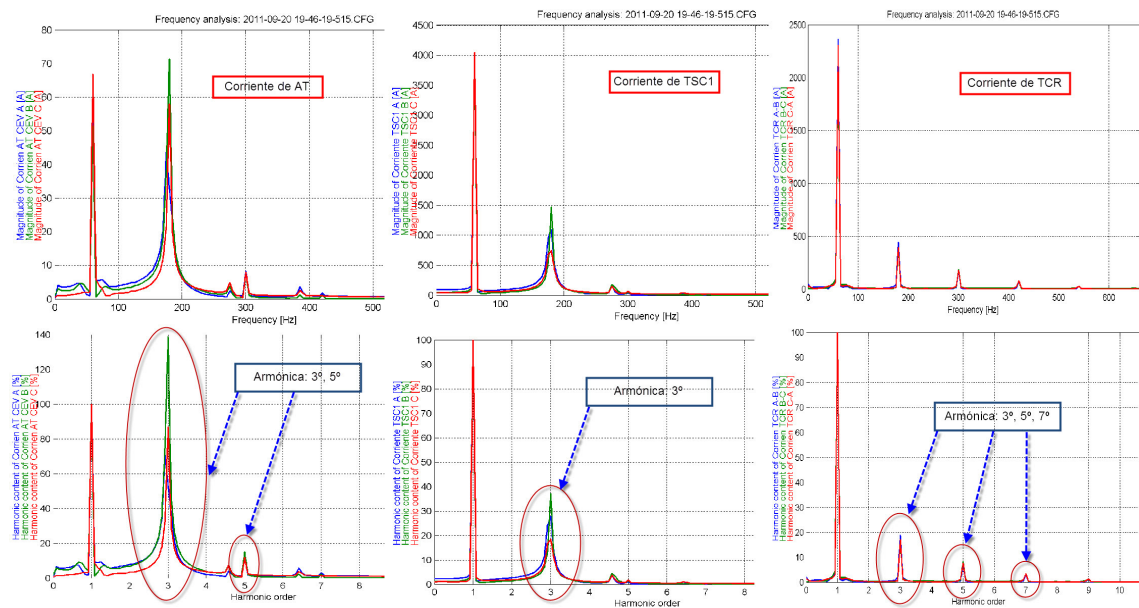


Figura 3.10.: Contenido armónico en el instante cuando el TCS1 es conectado

En la Figura 3.10 se observa el contenido armónico para las ramas de TSC1, TCR y la corriente en el lado de alta tensión. Se aprecia que la magnitud de la tercera armónica es grande y que en el TCR, la tercera armónica es menor,

3.1 Descripción del Problema

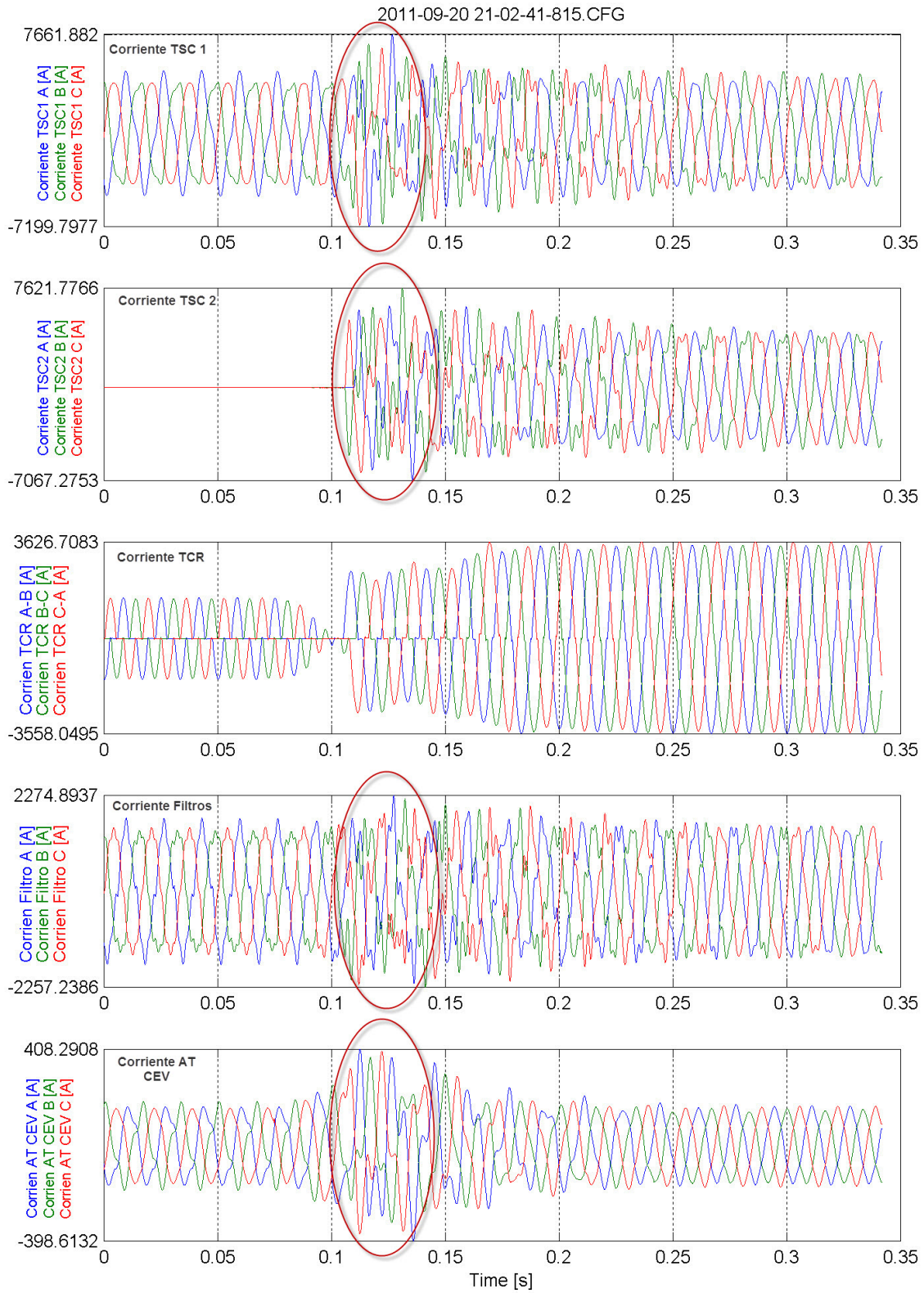


Figura 3.11.: Formas de onda cuando el TSC2 es conectado.

aunque aparecen las componentes de quinta y séptima armónica. Cuando el TSC2 es conectado se muestra en la Figura 3.11, en la gráfica de TSC1, antes de ser conectado el TSC2 se observa un desbalance de corrientes debido a que existe un fase que tiene mayor magnitud que las demás, posteriormente hay un transitorio debido a la conexión del TSC2, y posteriormente se alcanza un estado estacionario; para la rama TSC2 se observa el transitorio mencionado; las gráficas asociadas al TCR muestran el incremento de la corriente debido a la entrada del TSC2,

	Fase A	Fase B	Fase C
Corriente de alta del CEV[A]	164/181.7	186.5/158	158.2/171
Corriente de TCR [A]	1541/3407.1 (A-B)	1496.4/3434.4 (B-C)	1507/3611.5 (C-A)
Corriente de TCS1 [A]	4824.5/4334	3825/4851.8	3918/5097.1
Corriente de Filtros [A]	1730.6/1531	1444.6/1546.8	1500/1546.8
Corriente de TCS2 [A]	0/4388.4	0/4579.2	0/4170.3

Cuadro 3.9.: Valores de la Figura 3.11

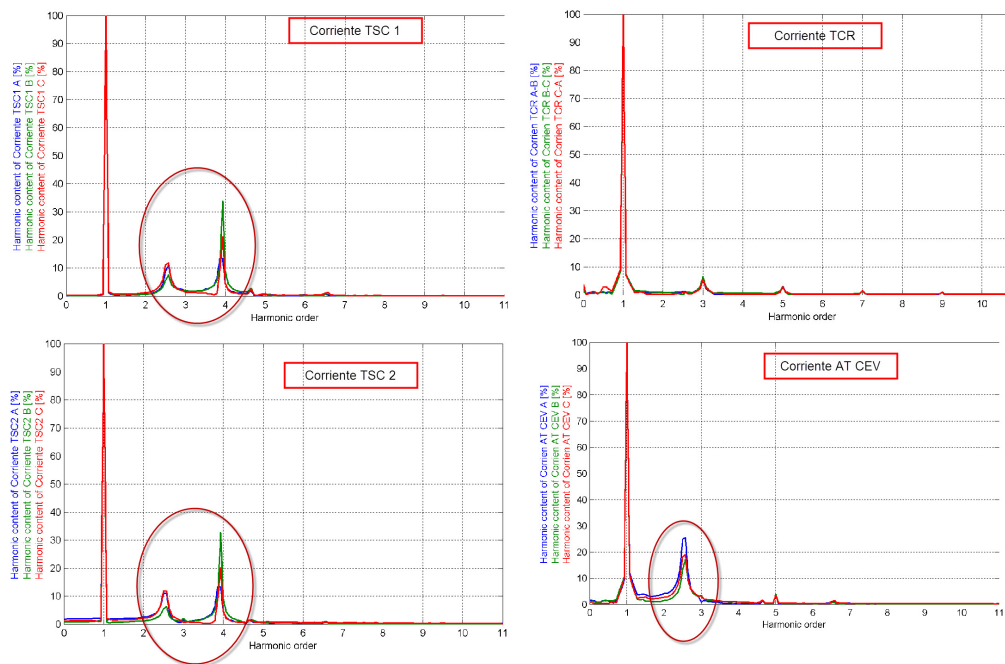


Figura 3.12.: Contenido armónico en el instante cuando el TCS2 es conectado.

las variaciones de las corrientes son pequeñas y éstas pueden observarse en la Tabla 3.10; en los filtros tienen un desbalance de corriente que posteriormente se estabiliza; sucede lo mismo en la gráfica de corriente en el lado de alta tensión del CEV donde se presenta el transitorio por el TSC2 y se estabiliza.

3.1 Descripción del Problema

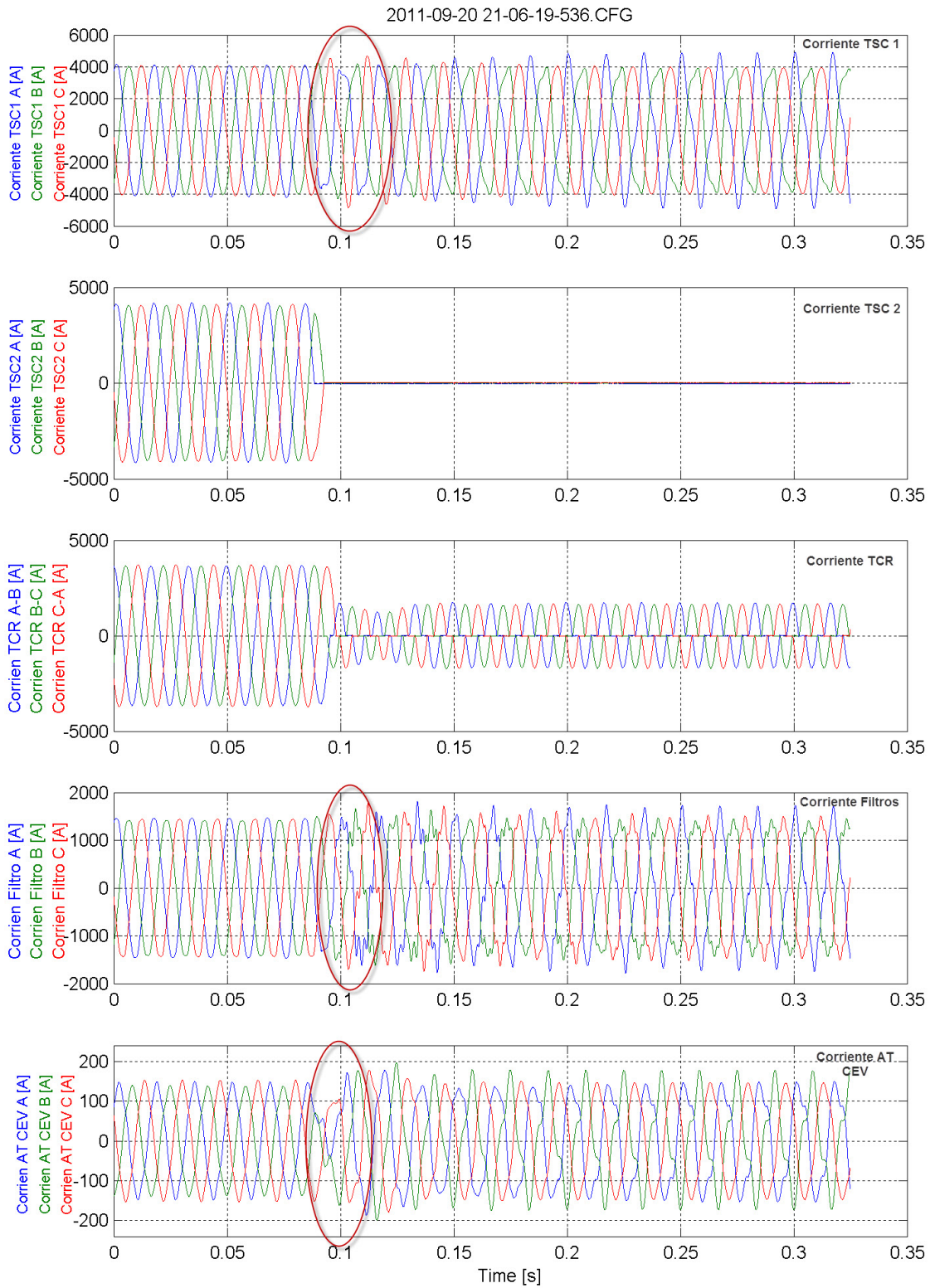


Figura 3.13.: Formas de onda cuando el TSC2 es desconectado.

	Fase A	Fase B	Fase C
Corriente de alta del CEV[A]	149/147	140/178	154/148
Corriente de TCR [A]	3672.4/1750 (A-B)	3662/1652 (B-C)	3720/1674 (C-A)
Corriente de TCS1 [A]	4069.2/4913.7	4033.2/3902	4106.1/3943.
Corriente de Filtros [A]	1465/1746	1415/1471	1444/1564
Corriente del TSC2 [A]	4205.8/0	4068/0	4129.1/0

Cuadro 3.10.: Valores de las Figura 3.13

En la Figura 3.12 las gráficas muestran el contenido armónico de las formas de onda mostradas en la Figura 3.11, resaltando en círculos la tercera y cuarta armónica en TSC1, TSC2 para el lado de alta tensión del CEV se tiene un incremento entre segunda y tercera armónica, los valores observados en relación con la fundamental son menores a los observados en la Figura 3.10, en esta situación se tiene conectado al sistema TSC1, TSC2, TCR y filtros.

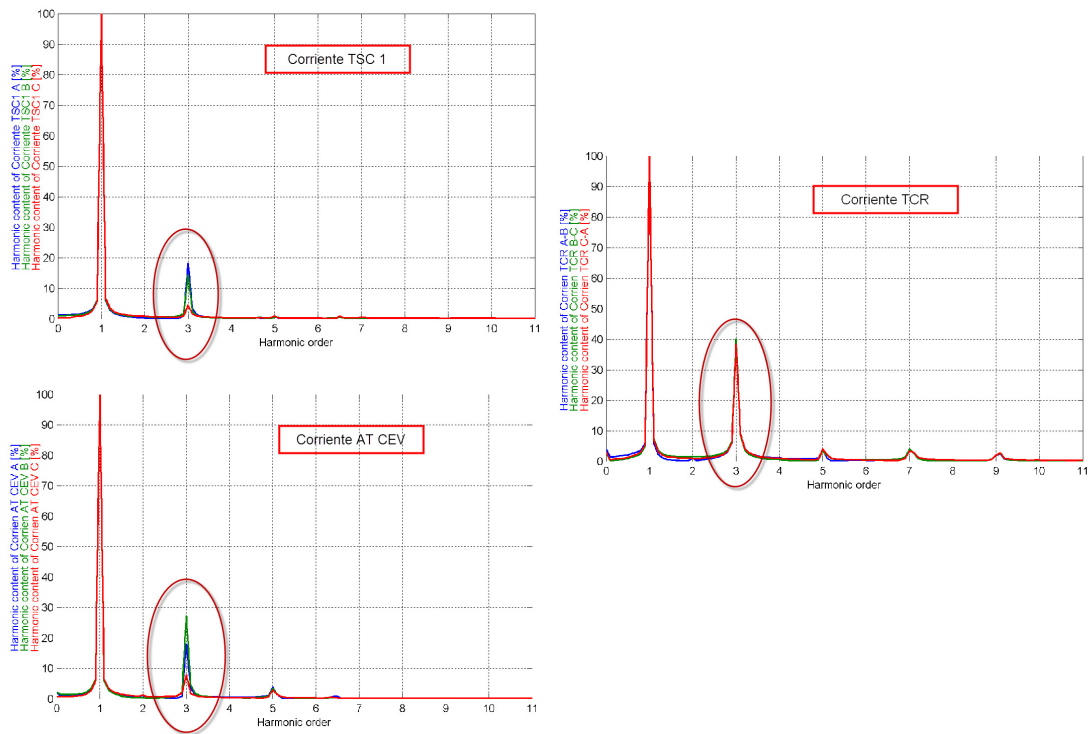


Figura 3.14.: Contenido armónico en el instante cuando el TCS2 es desconectado.

Se puede observar que en la Figura 3.11 después de la entrada del TSC2 (en 0.1 segundos) , alcanzan un estado estacionario en el tiempo 0.3 segundos las formas de onda y sus magnitudes, la Figura 3.13 muestra la desconexión de la rama TSC2,

antes de ser retirado, la calidad de las formas de onda que presentan tanto TCR, filtros, TSC1, TSC2 y el lado de alta tensión del CEV con respecto a la Figura 3.10 y Figura 3.12 observadas no tienen armónicos y las magnitudes que se pueden apreciar en la Tabla 3.11 son casi iguales; posteriormente es desconectada la rama TCS2 como se mencionó y en la Figura 3.14 se aprecia el contenido armónico para el TCR donde se detecta nuevamente la tercera armónica, de igual forma para TSC1 y el lado de alta tensión del CEV.

	Fase A	Fase B	Fase C
Corriente de alta del CEV[A]	40.3/35	51.8/38	23.3/28.2
Corriente de TCR [A]	3477/1681 (A-B)	3430/1655 (B-C)	3495/1681 (C-A)
Corriente de TCS1 [A]	4315/0	3926/0	3808/0
Corriente de Filtros [A]	1491/1921.6	1367/1931.8	1362/1666
Voltaje de Media [kV]	13.86/13.71	13.98/13.71	13.98/13.72

Cuadro 3.11.: Valores de las Figura 3.15

Las formas de onda después de la desconexión de la rama TSC2, son irregulares y presentan el contenido armónico mostrado en la Figura 3.14, posteriormente en la Figura 3.15 es desconectado la rama TSC1 donde la gráfica de corriente de alta tensión del CEV (designado como AT del CEV en la figura) se observa una distorsión de las formas de onda antes y después, las magnitudes en la Tabla 3.11 comprueba el desbalance y en la Figura 3.16 se muestra el contenido armónico que presenta; en el TCR la corriente disminuye pero no se aprecia algún desbalance, los filtros tienen un ligero transitorio que posteriormente llega a un estado estable, pero se pierde la forma de onda que tenía antes de ser desconectado el TSC1, para el voltaje de media tensión prácticamente no le afecta en lo más mínimo.

En la Figura 3.16 se aprecia para el TCR el contenido armónico de la tercera, quinta, séptima y novena; la de tercera en mayor proporción a los demás, ya que los armónicos de quinta, séptima, novena están por debajo del 10 % en proporción con la componente de frecuencia fundamental, sin embargo en la corriente del lado de alta tensión del CEV se aprecia en mayor proporción quinta, cuarta, séptima, sexta en ese orden; el de quinta no pasa del 20 % en relación con la componente de frecuencia fundamental, sin embargo no hay presencia de la tercera armónica en este caso. Para el contenido armónico de los filtros solo sobresale la séptima armónica sin llegar al 10 % con relación a la fundamental.

Es normal observar la presencia de armónicas en el TCR, sin embargo en la red de alta tensión del CEV la presencia de armónico entre la cuarta y quinta parece ser ocasionada por el contenido armónico del SEP sin que sea afectado por los mismos componentes del CEV, ya que en este momento solo se cuenta con el TCR y filtros conectados al SEP.

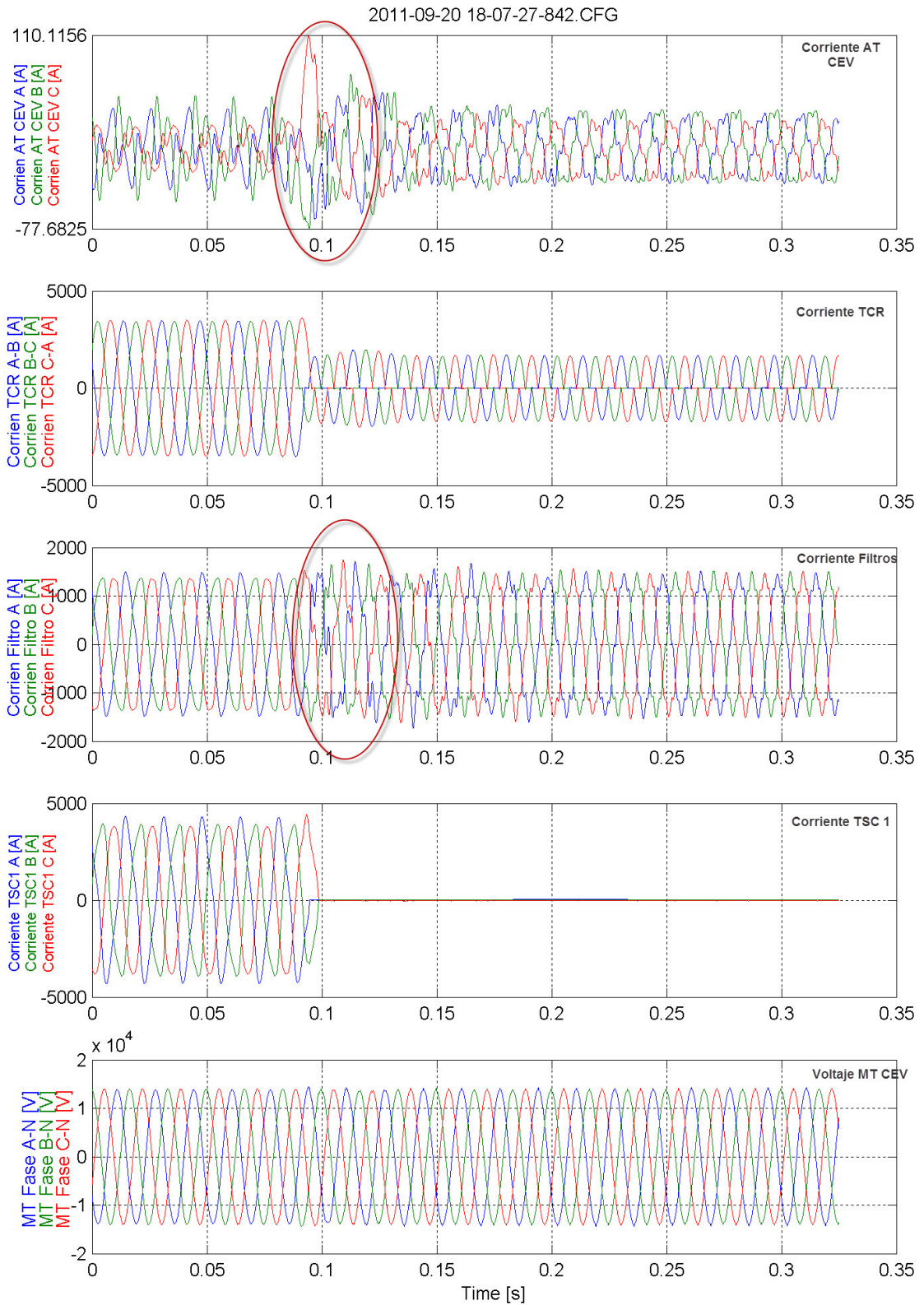


Figura 3.15.: Formas de onda cuando el TSC1 es desconectado.

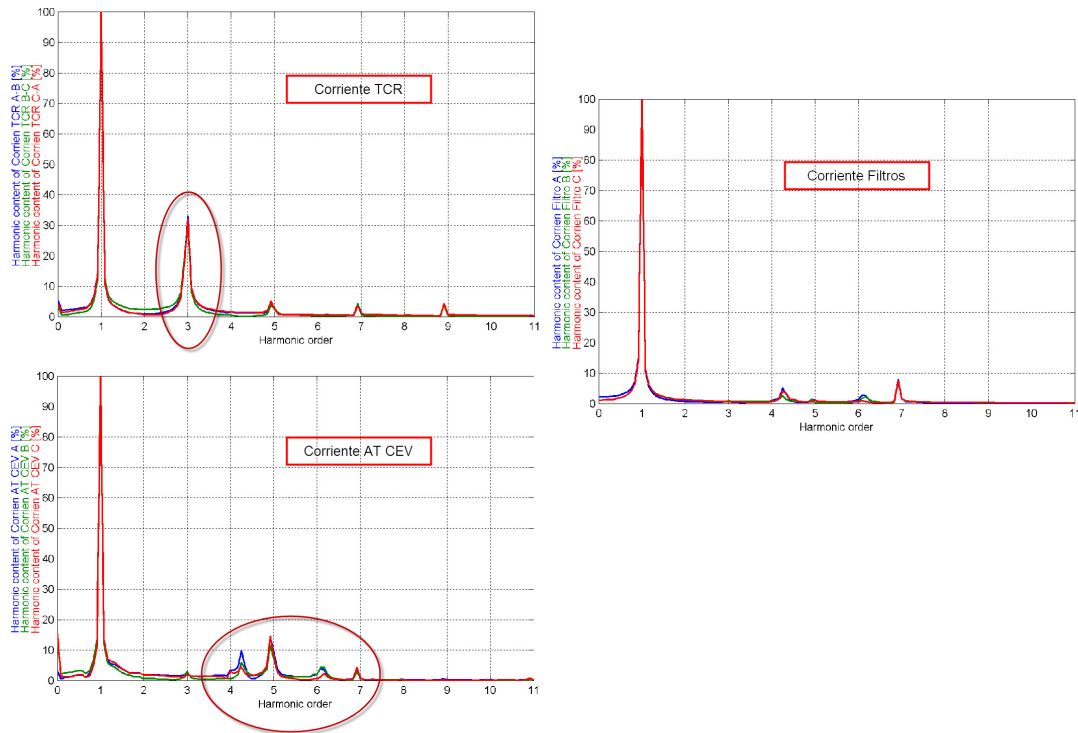


Figura 3.16.: Contenido armónico en el instante cuando el TCS1 es desconectado.

3.1.2. Análisis realizado por la Gerencia Especializada de Ingeniería

Se realizó la medición y el análisis de la calidad de energía en el CEV para determinar posibles causas de falla en el rango de operación (-90+300MVAR). Los parámetros eléctricos, distorsiones de corriente y voltaje fueron observados para niveles de 400 y 16.7 kV respectivamente, en los alimentadores del TCR, TSC1 y filtros.

Corresponde analizar las gráficas observadas para los niveles de 400 kV donde se comparan los resultados con los especificados en la normas de CFE (CFE L0000 45), posteriormente se darán las conclusiones.

En la Figura 3.17 se muestra la evolución de la Componente Armónica Individual Máxima de Corriente durante el periodo de un día, se expresa en porcentaje y se calculó de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$CAIMC = 100 \times \frac{I_{hm}}{I_1} \quad (3.1)$$

donde:

I_{hm} - Componente armónica de mayor amplitud de corriente [A]

I_1 - Componente de frecuencia fundamental de corriente [A]

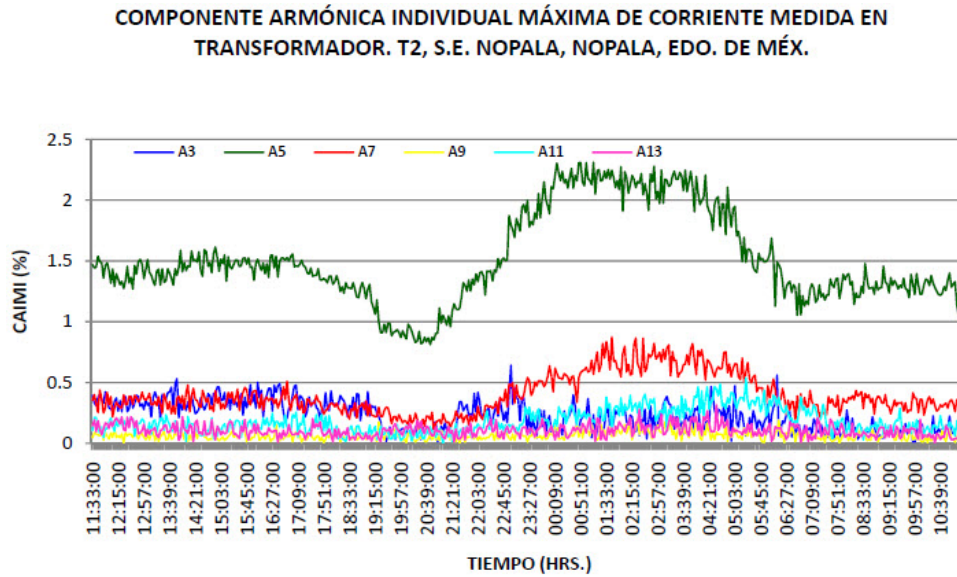


Figura 3.17.: Corrientes Armónicas Individuales medidas en el Transformador.

Para la Figura 3.18 se muestra el comportamiento de la Componente Armónica Individual Máxima de Tensión, también se expresa en porcentaje y se calculó de acuerdo a la siguiente ecuación

$$CAIMIT = 100 \times \frac{V_{hm}}{V_1} \tag{3.2}$$

donde:

V_{hm} - Componente armónica de mayor amplitud de tensión [V]

V_1 - Componente de frecuencia fundamental de tensión [V]

En las siguientes Figura 3.19 y Figura 3.20 se muestra la Distorsión Armónica Total de Corriente y Distorsión Armónica Total de Tensión respectivamente, su equivalente es el THD de corriente, ésta se expresa en un porcentaje y se calculó de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

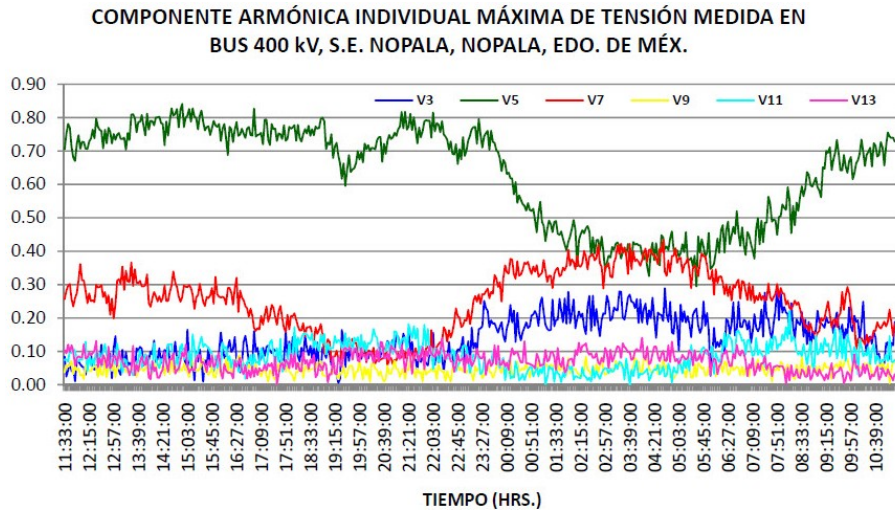


Figura 3.18.: Componentes Armónicas de Tensión medidas en el bus 400 kV.

$$THD = 100 \times \sqrt{\left(\sum_{h=2}^H \frac{I_n^2}{I_1^2} \right)} \quad (3.3)$$

$$THD = 100 \times \sqrt{\left(\sum_{h=2}^H \frac{V_n^2}{V_1^2} \right)} \quad (3.4)$$

donde:

- I_n y V_n Componente de la " n -ésima" armónica de corriente y tensión en ese orden.
- n Numero de armónica, " 1 " indica la componente de frecuencia fundamental.
- I_1 y V_1 Componente de frecuencia fundamental de corriente y tensión respectivamente.
- H Un parametro que representa la máxima armónica a analizar y que tiene un valor de 25 para este estudio.

Para la Figura 3.21 el desbalance de tensión y corriente se calcula de la siguiente manera:

$$V_{desb} = \frac{V_{\phi} - V_{Medio}}{V_{Medio}} \times 100 \quad (3.5)$$

$$THD = 100 \times \sqrt{\left(\sum_{h=2}^H \frac{V_n^2}{V_1^2} \right)} \quad (3.6)$$

donde:

V_{Medio} es el valor promedio de tensión [V]

V_{ϕ} es el valor de la tensión de fase [V]

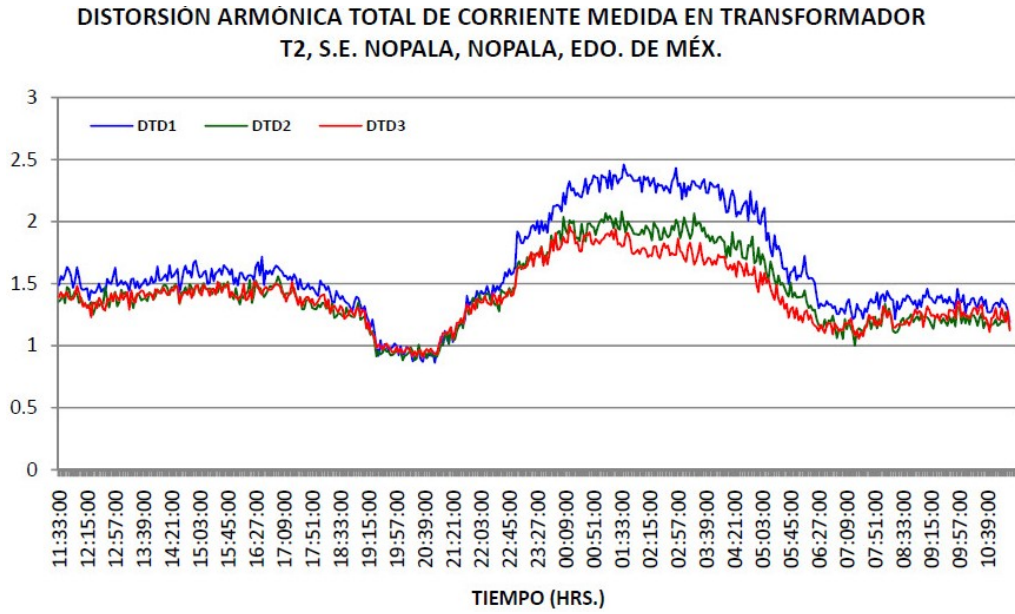


Figura 3.19.: Distorsion Armónica de Corriente en el Transformador.

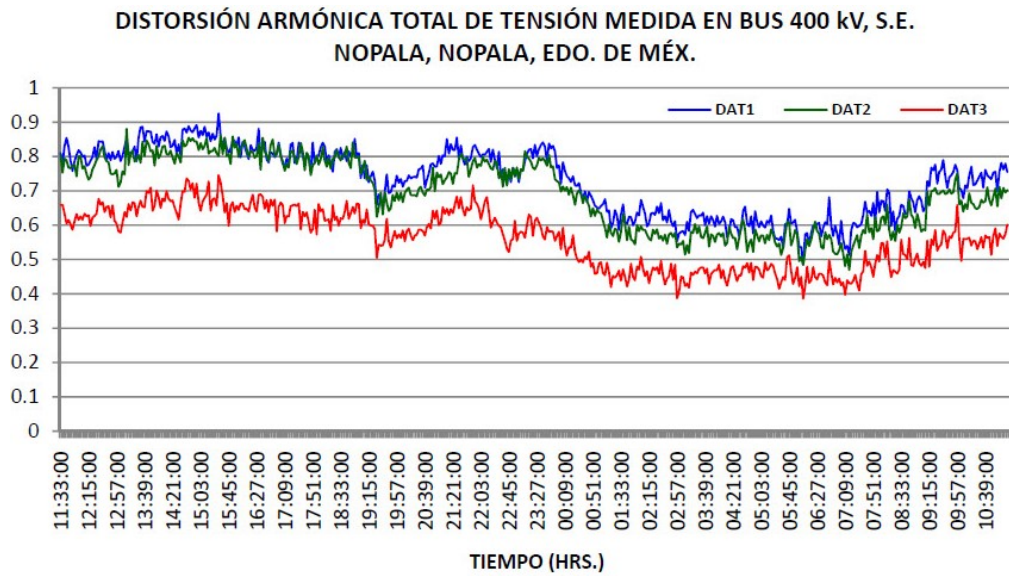


Figura 3.20.: Distorsion Armónica de Tensión en el bus de 400 kV.

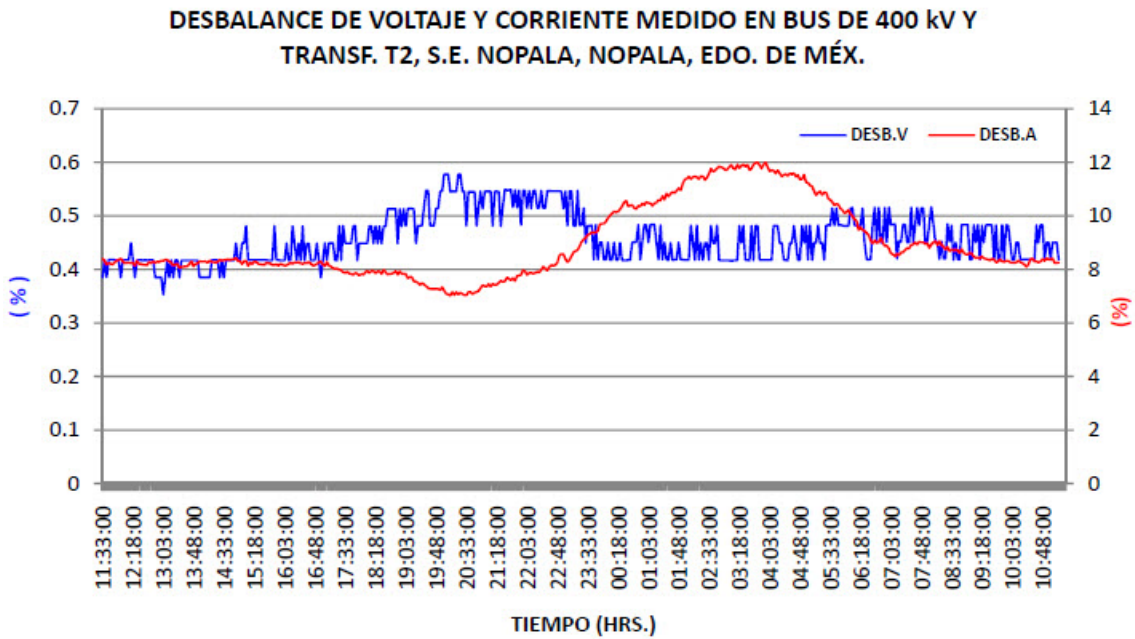


Figura 3.21.: Desbalance de Tensión y Corriente en el bus 400 kV.

En la Tabla 3.13 se comparan los datos obtenidos con los permitidos por las normas de CFE L0000 45 y se concluye lo siguiente:

Parámetro	Medición	Rango Permitido[1,2]
Variaciones de voltaje RMS	$1.016 \text{ PU} \leq VM \leq 1.026 \text{ PU}$	$0,97 \leq V \leq 1,03 \text{ pu}$
Desbalance de Voltaje	$\text{Desb } V \leq 0.58 \%$	2.0 %
Distorsión Armónica Total de Corriente (DTC)	$\text{DTD} \leq 2.45 \%$	2.5 %
Distorsiones Armónicas individuales de Corriente	$\text{CAIMI} \leq 2.31 \%$	2.0 %
Distorsión Armónica Total de Tensión (DAT)	$\text{DAT} < 0.92 \%$	3.0 %
Distorsiones Armónicas individuales de tensión	$\text{CAIMT} \leq 0.84 \%$	2.0 %

Cuadro 3.12.: Comparación de los valores medidos en 400kV con la norma CFE L0000 45.

La distorsión armónica total de corriente está en el límite permitido por la norma, mientras que las distorsiones armónicas individuales de corriente son de hasta 2.31 %, mayores al 2.0 % permitido por la norma CFE L0000 45, siendo la componente de 5º orden la más significativa; los demás parámetros están dentro de los límites permitidos.

Para el análisis en el TCR se tienen las gráficas en la Figura 3.22:

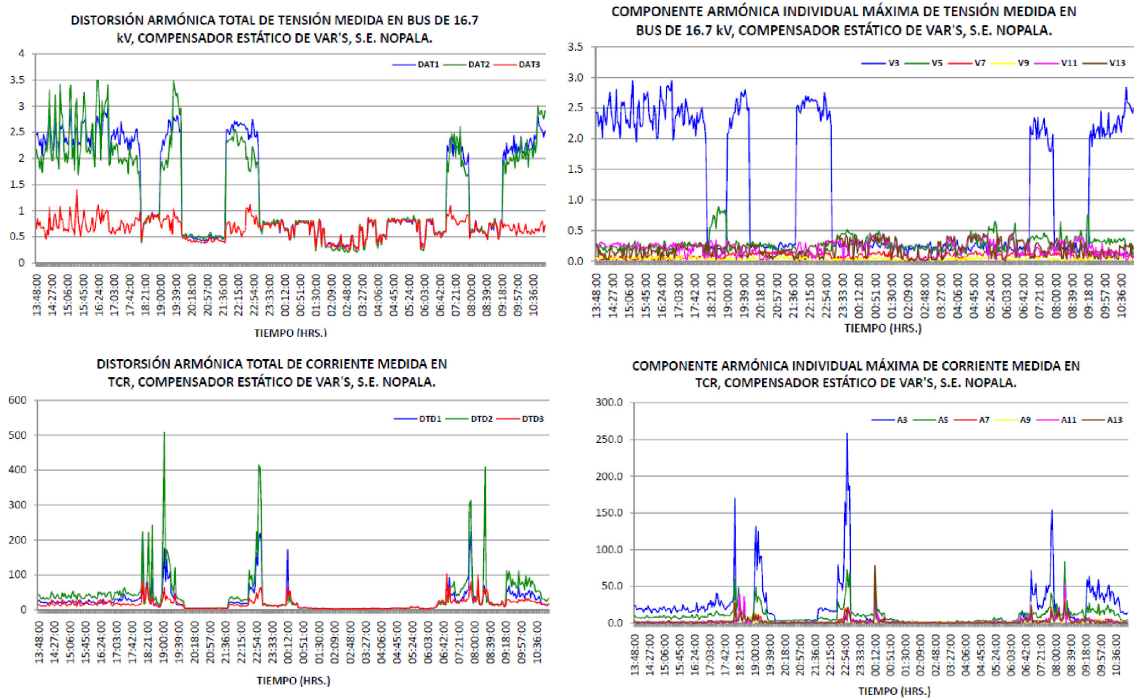


Figura 3.22.: Distorsiones de Tensión y Corriente en el TCR.

La Tabla 3.14 se muestra la comparación de las mediciones en el TCR y los valores permitidos por la norma de CFE, de esta manera se concluye que:

Parámetro	Medición	Rango Permitido[1,2]
Variaciones de voltaje RMS	$1.02 \text{ PU} \leq \text{VM} \leq 1.08 \text{ PU}$	$0,97 \leq V \leq 1,03 \text{ pu}$
Desbalance de Voltaje	$\text{Desb } V \leq 0.72 \%$	2.0 %
Distorsión Armónica Total de Corriente	$\text{DTC} \leq 36.93 \%$	8.0 %
Distorsiones Armónicas individuales de Corriente	$\text{CAIMI} \leq 18.0 \%$	7.0 %
Distorsión Armónica Total de Tensión	$\text{DAT} < 3.49 \%$	6.5 %
Distorsiones Armónicas individuales de tensión	$\text{CAIMT} \leq 2.84 \%$	5.0 %

Cuadro 3.13.: Comparación de los valores medidos en el TCR con la norma CFE L0000 45.

Del análisis de las Variaciones de voltaje se observa que puede alcanzar hasta 1.08 PU; cuando el CEV suministre al Sistema de potencia hasta 300 MVAR, podría llegar a 1.15 PU aproximadamente. El desbalance de voltaje siempre está por debajo de 0.72 % que es menor al 2 % permitido por la norma CFE L0000 45. La distorsión armónica total de corriente, presenta distorsiones de hasta 36.93 %, que están por arriba del rango permitido por la norma. Las distorsiones armónicas individuales de corriente que se presentan son de hasta 18 %, por tanto, dichas distorsiones armónicas individuales de corriente son mayores al 7.0 %.

3.1 Descripción del Problema

En el análisis del TCS1 se obtienen las gráficas (Figura 3.23):

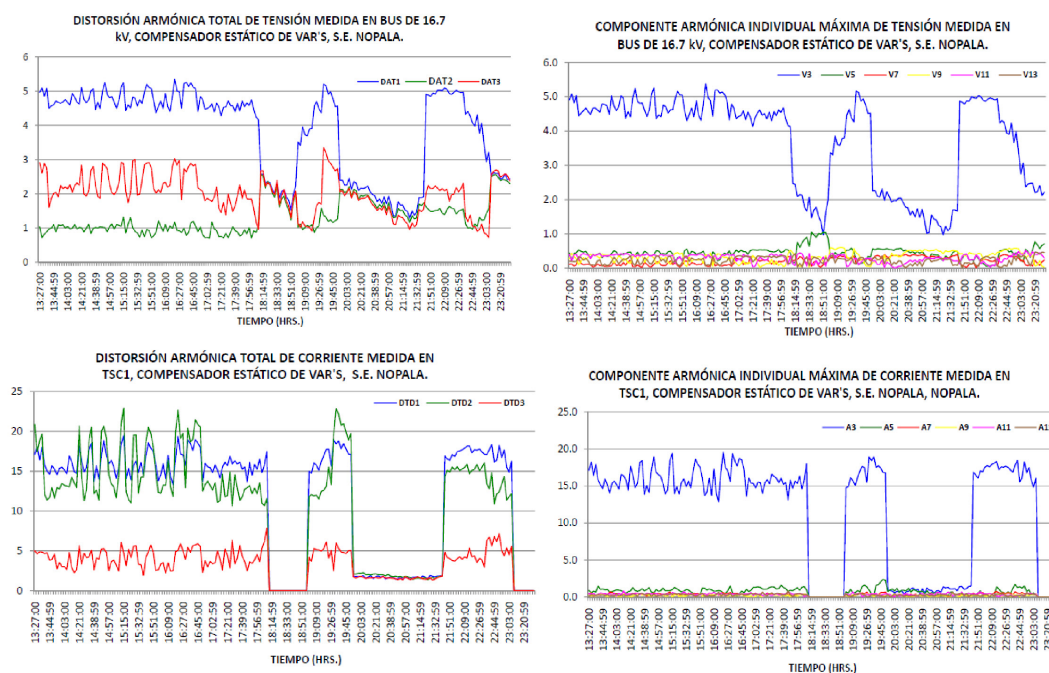


Figura 3.23.: Distorsiones de Tensión y Corriente en el TSC1.

En la Tabla 3.15 se hace una comparación de los valores medidos con los valores permitidos en la norma de CFE.

Parámetro	Medición	Rango Permitido[1,2]
Variaciones de voltaje RMS	$1.0 \text{ PU} \leq \text{VM} \leq 1.09 \text{ PU}$	$0,97 \leq V \leq 1,03 \text{ pu}$
Desbalance de Voltaje	$\text{Desb } V \leq 1.43 \%$	2.0%
Distorsión Armónica Total de Corriente	$\text{DTC} \leq 22.85 \%$	8.0%
Distorsiones Armónicas individuales de Corriente	$\text{CAIMI} \leq 19.56 \%$	7.0%
Distorsión Armónica Total de Tensión	$\text{DAT} < 5.34 \%$	6.5%
Distorsiones Armónicas individuales de tensión	$\text{CAIMT} \leq 5.3 \%$	5.0%

Cuadro 3.14.: Comparación de los valores medidos en el TSC1 con la norma CFE.

El desbalance de voltaje siempre está por debajo de 1.48% que es menor al 2% permitido por la norma CFE. En cuanto a la distorsión armónica total de corriente, se presentan distorsiones de hasta 22.85%, mayores al 8.0% permitido, debido a la presencia de una corriente alta de tercer orden. Las distorsiones armónicas individuales de corriente son de hasta 19.56%, mayores al 7.0% permitido, debido nuevamente a la presencia de la corriente alta de tercer orden. Las distorsión armónica total de tensión está por debajo 6.5%. Las distorsiones armónicas individuales de tensión están en el límite.

Se observan las gráficas del análisis en los filtros de quinta y séptima armónica en la Figura 3.24

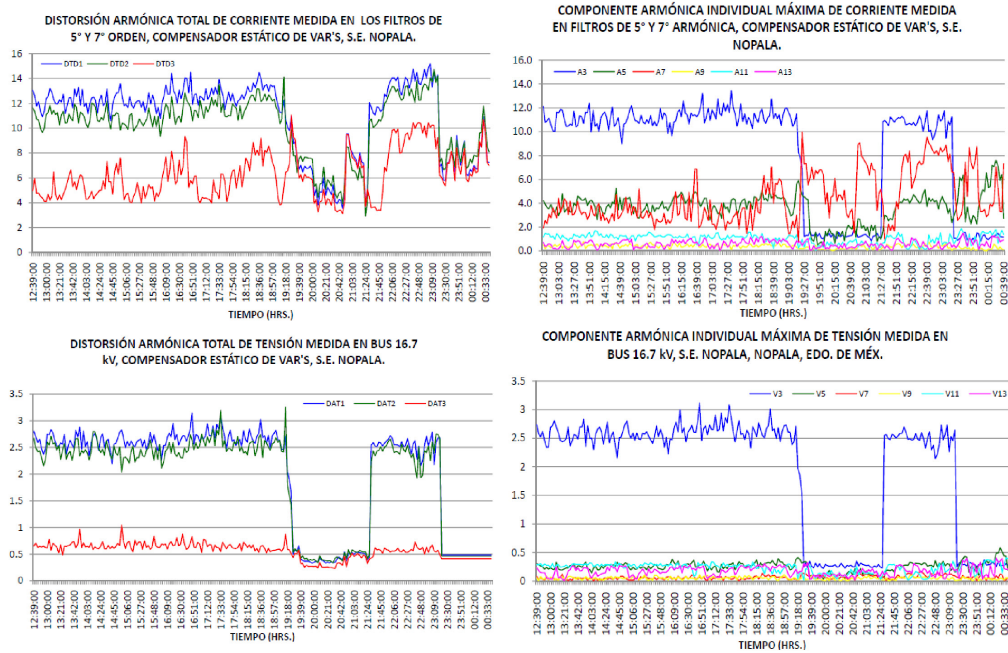


Figura 3.24.: Distorsiones de Tensión y Corriente en los Filtros 5ª y 7ª.

En la Tabla 3.16 se hace una comparación de los valores medidos con los valores permitidos en la norma de CFE.

Parámetro	Medición	Rango Permitido[1,2]
Variaciones de voltaje RMS	$1.01 \text{ PU} \leq \text{VM} \leq 1.11 \text{ PU}$	$0,97 \leq V \leq 1,03 \text{ pu}$
Desbalance de Voltaje	$\text{Desb } V \leq 0.75 \%$	2.0 %
Distorsión Armónica Total de Corriente	$\text{DTC} \leq 15.19 \%$	8.0 %
Distorsiones Armónicas individuales de Corriente	$\text{CAIMI} \leq 13.43 \%$	7.0 %
Distorsión Armónica Total de Tensión	$\text{DAT} < 3.25 \%$	6.5 %
Distorsiones Armónicas individuales de tensión	$\text{CAIMT} \leq 3.11 \%$	5.0 %

Cuadro 3.15.: Comparación de los valores medidos en los filtros.

El desbalance de voltaje es menor al 2% permitido por la norma CFE L0000 45. En cuanto a la distorsión armónica total de corriente, se presentan distorsiones de hasta 15.19%, mayores al 12.0% permitido por la norma. La distorsiones armónicas individuales de corriente son de hasta 12.5%, mayores al 10.0% permitido por la norma.

El análisis en el bus y el transformador, del lado de baja tensión, se presentan en las gráficas de la Figura 3.25

3.1 Descripción del Problema

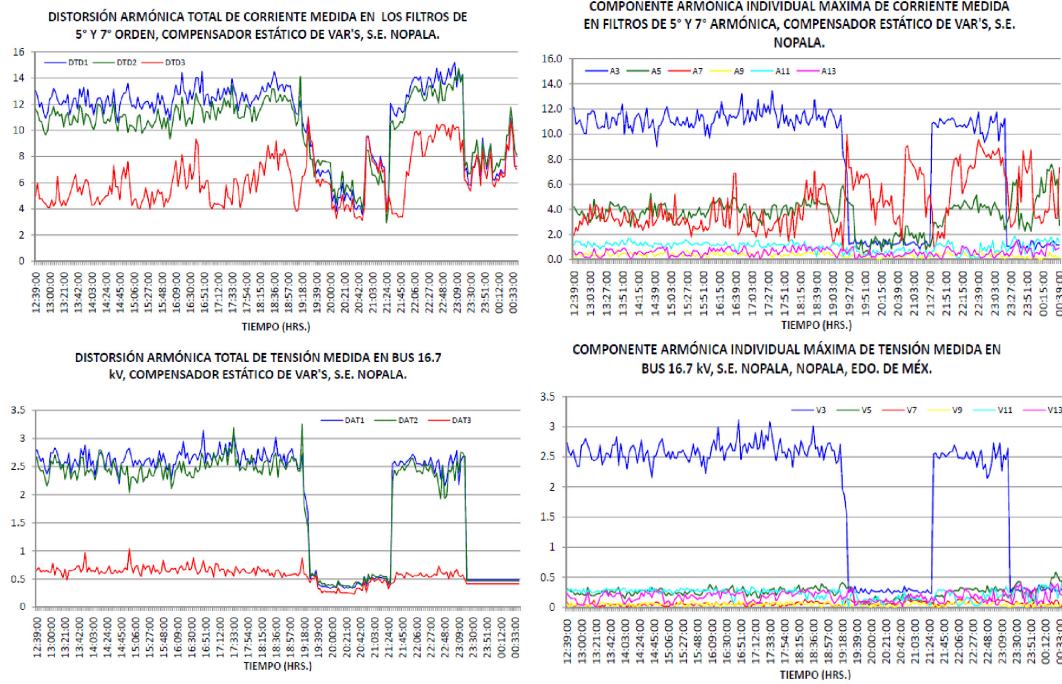


Figura 3.25.: Distorsiones de Tensión y Corriente en el lado de baja tensión del transformador.

La comparación de los valores medidos con los valores permitidos en la norma de CFE está en la Tabla 3.17.

Parámetro	Medición	Rango Permitido[1,2]
Variaciones de voltaje RMS	$0.97 \text{ PU} \leq \text{VM} \leq 1.08 \text{ PU}$	$0,97 \leq V \leq 1,03 \text{ pu}$
Desbalance de Voltaje	$\text{Desb } V \leq 0.78 \%$	2.0 %
Distorsión Armónica Total de Corriente	$\text{DTC} \leq 41 \%$	8.0 %
Distorsiones Armónicas individuales de Corriente	$\text{CAIMI} \leq 40 \%$	7.0 %
Distorsión Armónica Total de Tensión	$\text{DAT} < 3.44 \%$	6.5 %
Distorsiones Armónicas individuales de tensión	$\text{CAIMT} \leq 3.05 \%$	5.0 %

Cuadro 3.16.: Comparación de los valores medidos en el lado de baja tensión.

La distorsión armónica total de corriente, se presenta hasta 41 %, por tanto, se tienen distorsiones totales de corriente mayores al 8.0 % permitido por la norma CFE, debida a la alta corriente armónica de tercer orden existente. La distorsiones armónicas individuales de corriente son de hasta 40 %, por tanto, son mayores al 7.0 % permitido por la norma CFE, lo cual se debe a la corriente armónica de tercer orden existente [10].

3.2. Resultados

- Con respecto a las mediciones en 400 kV; se concluye que todos los parámetros eléctricos están dentro de los límites permitidos por las normas CFE L0000 45, resaltando que tienen distorsiones armónicas individuales y totales de tensión menores a 0.84 y 0.92 por ciento respectivamente y desbalances de voltaje menores a 0.58 % los cuales están dentro de la norma, esto indica que los problemas de operación del CEV son de origen interno.
- De acuerdo a las mediciones de la calidad de energía en el bus 16.7 kV y el alimentador del TCR, los valores de las variables eléctricas están dentro de la norma CFE L0000 45, excepto por las distorsiones de corriente armónica individual y total. Debido a que el TCR está conectado en delta, teóricamente no deberían haber corrientes armónicas múltiplos de 3 con magnitudes altas, sin embargo, su magnitud es de hasta 500 A, que oscilan con el sistema de potencia. Esto es indicativo de que existe una diferencia en las impedancias de cada fase y, cuando entran en operación el TCR, la rama TSC1 y los filtros, se experimenta la presencia de una frecuencia de resonancia en paralelo con el bus de 16.7 kV, muy cercana a la tercera armónica, por lo que esta última se amplifica.
- Las ramas TSC1, TSC2 y TSC3 están sintonizadas con la cuarta armónica lo que provoca que, cuando entra en operación alguna de las ramas TSC junto con el TCR, el SEP y los filtros, se presente la resonancia en paralelo mencionada anteriormente (en el bus de 16.7 kV), cerca de la tercera armónica. Esto provoca, como ya se mencionó, que se amplifique la corriente armónica de tercer orden y que oscile entre el SEP, el TCR, la rama TSC1 y los filtros.
- De acuerdo con las mediciones de la calidad de la energía en el bus de 16.7 kV y en el alimentador de los filtros de quinto y séptimo orden, las variables eléctricas están dentro de los rangos permitidos de acuerdo a la norma CFE L00045, a excepción de las distorsiones armónicas de corriente total e individual, por lo que es de esperarse que los filtros deben diseñarse y sintonizarse para dicha distorsión. El mayor contenido de corriente armónica es de tercer orden, lo que permite suponer que el problema es originado en el CEV, notándose que en las fases A y B se tienen mayores magnitudes de corriente de tercera armónica en comparación con la fase C ($I_{3A} = I_{3B} = 113$ A, $I_{3C} = 22$ A), lo cual afecta la operación del CEV y no permite la compensación total para la que está diseñado.
- Las mediciones de calidad de energía en el bus 16.7 kV y en el lado de baja tensión del transformador de acoplamiento del CEV, los valores de las variables eléctricas están dentro de la norma CFE L0000 45, excepto las distorsiones de corriente individual y total, debido a la presencia de la armónica de la corriente de tercer orden, ocasionada por las diferencias en las impedancias de fase y a la resonancia en paralelo que se presenta en la tercera armónica.

3.3. Propuesta de Solución

Existen diferentes propuestas de solución, cada una de ellas presenta ventajas y desventajas, así como un procedimiento para llevarlas a cabo; que se explica en los siguientes puntos:

- **Propuesta 1**

Agregar elementos pasivos para la minimización del impacto de la tercera armónica

El incremento de la componente de tercera armónica, requiere conectar una a una las ramas TSC del compensador y esto causa que el sistema conformado por el CEV y el SEP, presente problemas de resonancia.

Para evitar este fenómeno es posible diseñar y conectar un filtro pasivo, con base en capacitores e inductores, que permita suprimir la tercera armónica, este filtro que se coloca junto con los filtros ya existentes, tiene como ventaja adicional el incremento en el rango del CEV. Figura 3.26

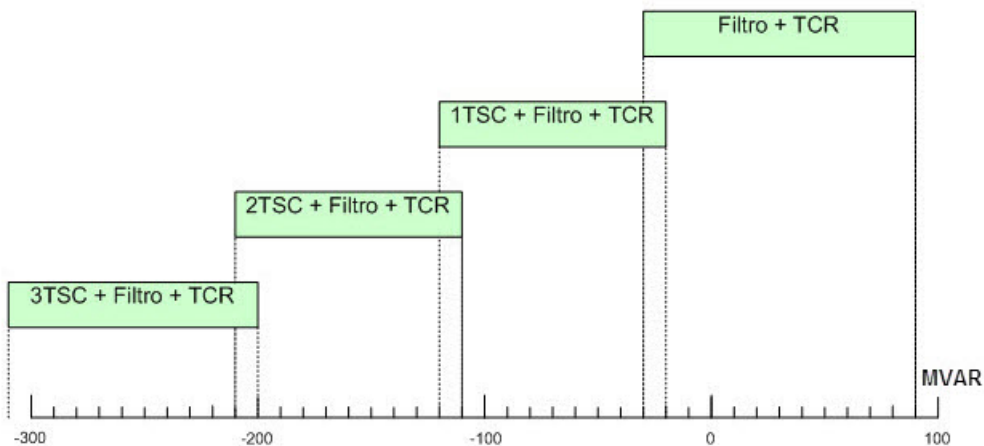


Figura 3.26.: Rango en MVAR de operación del CEV de NOP

Para que esta solución sea exitosa, es necesario llevar a cabo las siguientes tareas:

- Diseño del filtro.
- Simulaciones del funcionamiento del nuevo filtro con los componentes del CEV.
- Establecer el nuevo rango de operación del CEV con el filtro adicional, dadas las simulaciones realizadas. (Figura 3.26)
- Conocer las modificaciones de los parámetros de control dada la integración del nuevo filtro.

- Costo de la inversión.

En la Tabla 3.17 se observan las ventajas y desventajas de esta posible solución.

Filtro con elementos pasivos para supresión de la tercera armónica	Ventajas		Desventajas	
	Disminución o supresión total de la componente de tercera armónica		Costo económico alto	
	Aumento de la capacidad del CEV		Asignación de un área física	
		Modificación del sistema de control		

Cuadro 3.17.: Ventajas y desventajas de la *Propuesta 1*.

▪ *Propuesta 2*

Modificación de los componentes instalados del CEV.

Es posible cambiar la frecuencia de resonancia de las ramas TSC - Sistema, al conectar o desconectar bancos de capacitores, e inclusive inductores, de las ramas TSC.



Figura 3.27.: Bancos de capacitores del TSC

El incremento o decremento de elementos capacitivos permite modificar la frecuencia a la que están sintonizadas las ramas TSC y, por lo tanto, modificar la frecuencia de resonancia. Bajo esta perspectiva existen, entonces, dos situaciones:

1. *Incremento en el número de elementos capacitivos conectados.*

Como se menciona en el apéndice A2 el CEV de la Subestación Nopala tiene ramas TSC con bancos de capacitores conectados en puente H, Figura 3.28(a) bajo esta perspectiva de solución, se incorporan elementos capacitivos adicionales a cada uno de los bancos Figura 3.28(b)

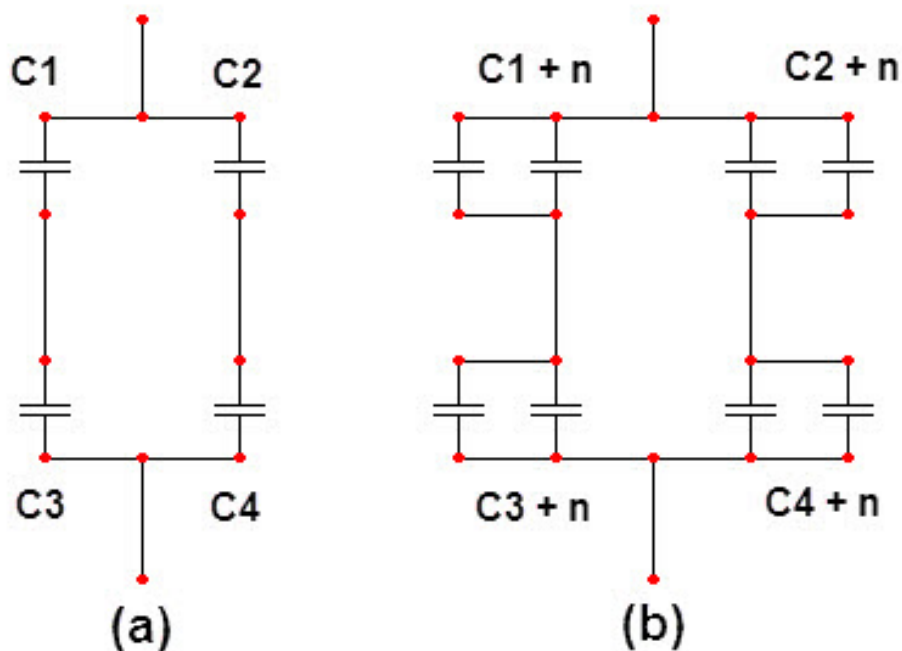


Figura 3.28.: (a) Configuración presente. (b) Configuración con elementos pasivos integrados

Sin embargo, es necesario llevar a cabo las siguientes tareas:

- Simulaciones del correcto funcionamiento en el TSC al integrar elementos capacitivos.
- Estabilidad en la configuración de los bancos de capacitores (tipo H) de la rama TSC.
- Simulaciones de la rama TSC asegurando el cambio de la frecuencia de sintonización con el sistema (filtros, TCR y SEP).
- Análisis del impacto en las modificaciones del TSC (parámetros eléctricos y el rango de operación).

En la tabla 3.18 se muestran las ventajas y desventajas de esta propuesta.

2. *Decremento en el número de elementos capacitivos conectados.*

Reduciendo los elementos capacitivos de la rama TSC es también una solución ya que cambiaría la frecuencia de sintonización de la rama TSC como se muestra en la Figura 3.29 (b).

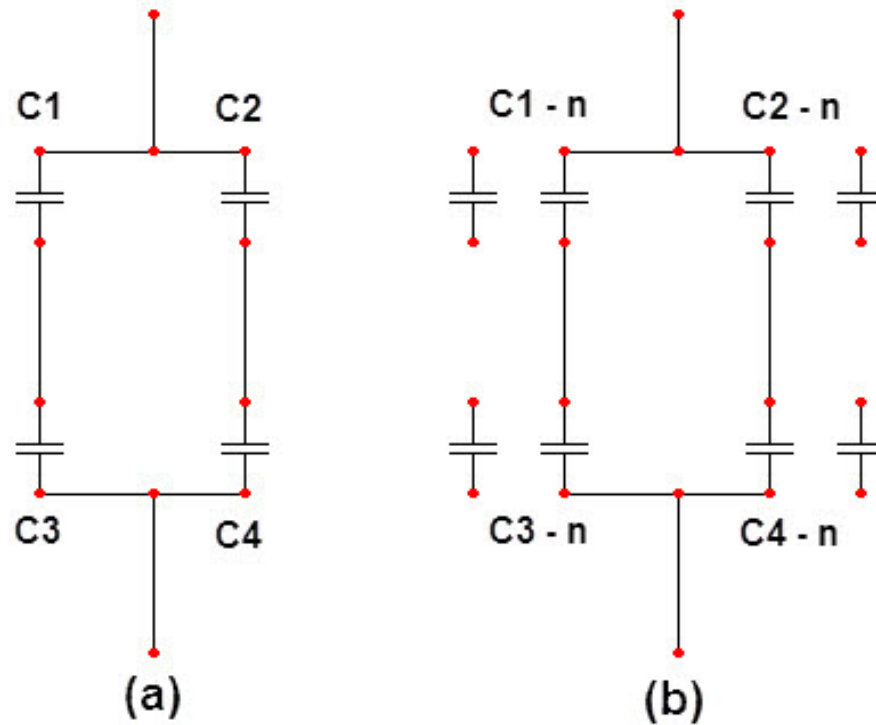


Figura 3.29.: (a) Configuración presente. (b) Configuración retirando elementos pasivos

De esta manera, las siguientes tareas son necesarias:

- Simulaciones del correcto funcionamiento en el TSC al integrar elementos capacitivos.
- Estabilidad en la configuración de los bancos de capacitores (tipo H) de la rama TSC.
- Simulaciones de la rama TSC asegurando el cambio de la frecuencia de sintonización con el sistema (filtros, TCR y SEP).
- Análisis del impacto en las modificaciones del TSC (parámetros eléctricos y el rango de operación).

En la tabla 3.18 y 3.19 se muestran las ventajas y desventajas de esta propuesta, así como la comparación de las dos situaciones analizadas.

VENTAJAS	Aumento de elementos pasivos	Cambio de la frecuencia de sintonización Aumento Capacidad del CEV
	Quitando elementos capacitivos	Cambio de la frecuencia de sintonización No se requiere gasto económico
		Los componentes retirados pueden ser usados como refacciones
	DESVENTAJAS	Aumento elementos pasivos
Quitando elementos capacitivos		Disminuye la capacidad del CEV Modificación del Sistema de control
		Sobre-esfuerzo de los elementos pasivos instalados en el CEV

Cuadro 3.18.: Ventajas y desventajas de la *Propuesta 2*

Características Físicas	Agregando elementos capacitivos	Quitando elementos capacitivos
Frecuencia de sintonización	Sí se modifica	Sí se modifica
Capacidad del CEV	Aumenta	Disminuye
Elementos capacitivos	Se requieren comprar	No se requiere
Sistema de control	Sí se modifica	Sí se modifica
Gasto económico	Sí se requiere	No se requiere

Cuadro 3.19.: Comparación de las dos situaciones de la *Propuesta 2*

El proponer la conexión o desconexión de elementos capacitivos, es debido a los siguientes factores:

- Costo económico de un reactor es más elevado.
- El impacto de desconectar un reactor a un capacitor es importante, afecta en el rango de operación del CEV y la protección de los bancos de capacitores.

De esta forma es óptima y fácil la desconexión de elementos capacitivos.

■ **Propuesta 3**

Modificación del ángulo de conducción del TCR.

Los compensadores estáticos con reactores controlados por tiristores generan armónicos. Debido a la característica de regulación de la tensión del compensador, los armónicos generados dependerán de ángulos de disparo desconocidos para los tiristores y las condiciones de flujo de carga de la red. El ángulo de conducción se ajusta automáticamente por el controlador de tal manera que funciona en la intersección de su curva característica de control con la curva de la red característica. (Figura 3.30).

[14]

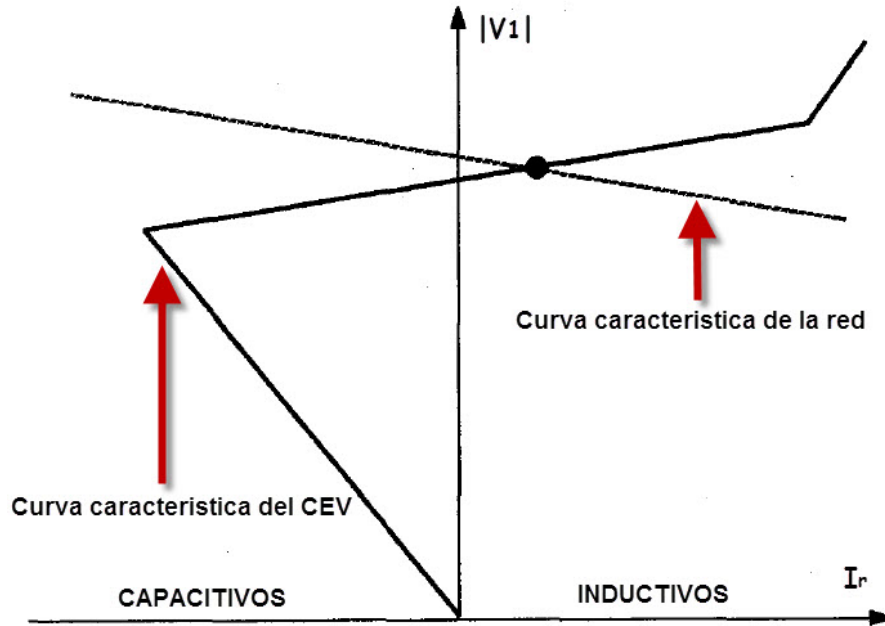
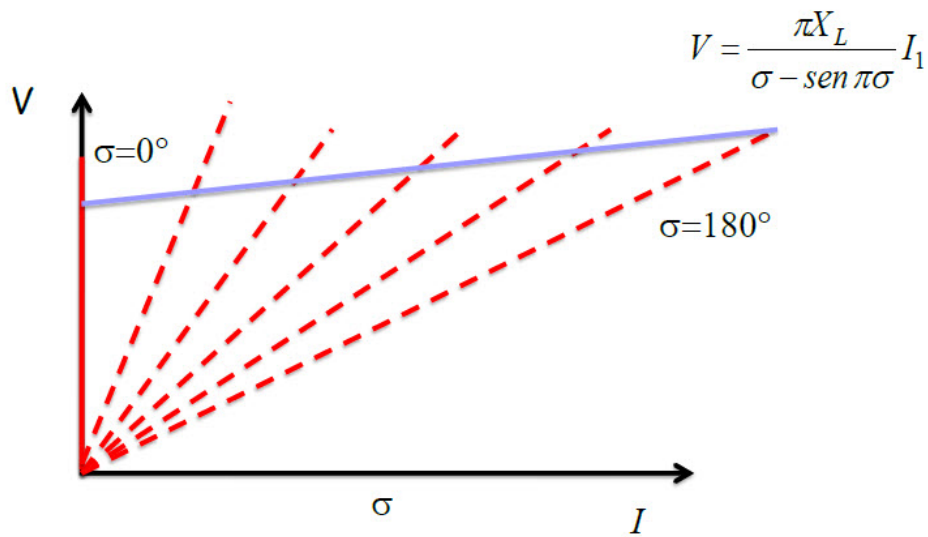


Figura 3.30.: Curva característica del control del CEV



✿ Para un ángulo dado de disparo la relación anterior define una línea recta

Figura 3.31.: Relación susceptancia-corriente

Para poder manipular la curva característica de control, el CEV cuenta con múltiples modos de operación y funciones especiales de control, entre ellas está el “LIMITADOR

DE CORRIENTE POR TCR” el cual, tiene el objetivo primordial de limitar el nivel de corriente en el TCR durante condiciones de sobrevoltaje. Normalmente es de tipo integral, actúa sobre los pulsos de disparo de los tiristores para limitar la corriente a un valor deseado. (Figura 3.31)

En el instante que se conecta una rama TSC, es posible manipular el ángulo de conducción de los tiristores para reducir en magnitud los armónicos generados, así estaría en los límites permitidos por las protecciones del CEV y la conexión del TSC no tendría problemas.

En la tabla 3.20 se muestran las ventajas y desventajas de la **Propuesta 3**.

	Ventajas	Desventajas
Modificación del ángulo de conducción del TCR.	Manipulación del ángulo de conducción	Supervisión constante del ángulo de conducción
	No requiere una inversión en equipo	Actualización del personal para llevar a cabo esta tarea
	Conocer los modos de funcionamiento	
	Mejor funcionamiento del TCR	Modificación del sistema de control

Cuadro 3.20.: Ventajas y desventajas de la **Propuesta 3**

Sin embargo es necesario llevar acabo las siguientes tareas para poder implementar esta **Propuesta 3**:

- Simular únicamente el TCR para conocer los ángulos de conducción iniciales dados.
- Simular el TCR con las diferentes frecuencias fundamentales de múltiples flujos de carga.
- Obtener el mejor ángulo de conducción y realizar pruebas conectando la rama TSC.

4. Conclusiones y Trabajos Futuros

4.1. Conclusiones

En este trabajo de tesis, se desarrollaron tres objetivos fundamentales:

1. Descripción del CEV y sus elementos.

Se ha realizado una revisión de la literatura existente en relación al tema de FACTS, enfocándose en el tema de compensación de reactivos con dispositivos CEV's para comprender el funcionamiento de los elementos que lo componen, además de la importancia de su uso en los sistemas eléctricos de potencia para el control de voltaje, compensación de reactivos, amortiguamiento de oscilaciones, estabilidad del sistema, entre otras con el fin de estudiar las posibles fallas que estos dispositivos pueden presentar.

2. Planteamiento del problema.

El CEV presentó un disparo de protecciones y para determinar la razón se realizó un análisis con los datos registrados por el dispositivo, además de llevar a cabo mediciones en tiempo real por la Gerencia Especializada de Ingeniería, se concluyó que la problemática era la resonancia en paralelo por una de las ramas TSC's cuando es conectada al sistema (TCR, filtros y SEP), lo que provoca un incremento de la tercera armónica y ocasiona el disparo de las protecciones.

3. Se proponen alternativas de solución.

Para corregir esta problemática se proponen tres alternativas de solución que se describen en esta tesis:

- Agregar elementos pasivos para la minimización del impacto de la tercera armónica.
- Modificación de los componentes instalados del CEV.
- Modificación del ángulo de conducción del TCR.

Las tres propuestas cuentan con ventajas y desventajas pero deben considerarse las tareas de cada propuesta, para asegurar que solucionen la problemática.

4.2. Contribuciones

Las principales contribuciones de la presente tesis, son:

- Se tiene un análisis completo de la problemática del CEV que se llevo a cabo primero, mediante el registrador de eventos del dispositivo y posteriormente con equipo de instrumentación de la GEI se analizó durante una semana los parámetros eléctricos.
- Las propuestas de solución para la problemática son analizadas y comentadas en esta tesis con las ventajas y desventajas correspondientes, se tiene en cuenta las oportunidades de implementarlas y además el impacto que pueden causar en el CEV y el SEP.
- El impacto que tiene los CEV en los SEP debido a la aportación que tienen estos dispositivos para mantener estable los parámetros eléctricos en los rangos óptimos de operación.

4.3. Trabajos Futuros

En relación al trabajo desarrollado en la presente tesis, se proponen los siguientes trabajos futuros:

- Llevar a cabo la implementación de las soluciones propuestas en esta tesis, ya que no se realizaron por no contar con un modelo aproximado del CEV para sus simulaciones correspondientes, ni tampoco la información suficiente para realizar el modelo.
- Realizar un modelo aproximado del CEV de Nopala tomando en cuenta el perfil de carga, flujos de potencia, con el fin de conocer las necesidades eléctricas para el municipio de Naucalpan, debido a que es una zona industrial y comercial importante para la ZMVM, por lo que es necesario satisfacer la demanda energética.
- Realizar un mantenimiento periódico es indispensable en cada parte de estos dispositivos, desde los bancos de capacitores se encuentren en su valor nominal, como los reactores se mantengan a la temperatura especificada, para que sean eficientes y su duración sea prolongada

5. Bibliografía

- [1] Suministro Eléctrico a la Zona Metropolitana del Valle de México (26 de noviembre de 2009) Subdirección de Programación
- [2] Especificación Provisional cptt-cev-01/2005 S.E. Nopala Compensador Estático de Potencia Reactiva
- [3] R. Mohan Mathur, Rajiv K. Varma, 2002 Thyristor-Based Facts Controllers for Electrical Transmission Systems. United States of America: A John Wiley & Sons, Inc. Publication
- [4] K. R. Padiyar, 2007, Facts Controllers in Power Transmission and Distribution. New Delhi: New Age International (P) Limited, Publishers
- [5] L. Gyugyi, “Fundamentals of thyristor-controlled static var compensators in electric power system applications, IEEE Tutorial Course 87TH0187-5-PWR Application of Static VAR Systems for System Dynamic Performance, 1987, pp. 8-27.
- [6] E. T. Byerly, R. J. Bennon, E. R. Taylor, D. T. Poznaniak, Westinghouse Electric Corporation, Contract 4-L60-6964P, “A study of Reactive Compensation for High-Voltage Power Systems”, Final Report, May 1987.
- [7] K. Engberg, H. Frank, B. Klerfors, “Thyristor switched capacitors, TSC in theory and practice”, Fourth International Conference on ac dc transmission, London, 1985, pp.183-186.
- [8] T. J. Miller, Chadwick, “An analysis of switching transients in thyristor switched capacitors compensated systems”, IEEE Conference Publication No. 205, London, November, 1981.
- [9] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, New Jersey, 1994
- [10] Informe de estudios y análisis de operación del CEV Nopala, Mexico, D. F., 11 de noviembre de 2011: GRT Central.
- [11] Varma, R.K. Dept. of Electr. & Comput. Eng., Univ. of Western Ontario, London, ON, Canada. “Power Systems Conference and Exposition (PSCE)”, 2011 IEEE/PES, 20-23 March 2011
- [12] Journals & Magazines. “Power Delivery, IEEE Transactions on”, IEEE Power & Energy Society Oct 1997
- [13] HINGORANI Narain G., GYUGYI Laszlo, “Understanding FACTS: concepts & technology of flexible AC transmission systems”, A John Wiley & Sons, Inc. Publication 2000

[14] HARMONIC ANALYSIS OF SYSTEMS WITH STATIC COMPENSATORS. Department of Electrical Engineering University of British Columbia IEEE Transactions on Power Systems, Vo1.6, No.1, February 1991

[15] Los Requerimientos y los Elementos para la Compensación de Potencia Reactiva IEEE seccion México

A. Apéndice

A.1. Armónicos en TCR

El TCR genera contenido armónico en función del ángulo de conducción σ como se explicó anteriormente. Las armónicas generadas tienen el potencial de afectar los sistemas de control y protección de los CEV's. Pero se destaca que todas las componentes de triple armónica (3ra, 9na,..) son de secuencia cero y en sistemas simétricos (balanceados) circulan solamente dentro de la conexión delta del TCR por lo que las componentes de corrientes armónicas principales (5ta, 7ma, 11va) presentan magnitudes máximas de 5 %, 2.5 %, 1 % y 0.7 % respecto a la componente de frecuencia fundamental. La amplitud de estas armónicas, por otro lado, depende directamente del ángulo de disparo en tiristores como se indica en la ecuación.

$$I_n(\alpha) = \frac{4}{\pi} \left[\frac{\sin(n+1)\alpha}{2(n+1)} + \frac{\sin(n-1)\alpha}{2(n-1)} - \cos\alpha \frac{\sin n\alpha}{n} \right] \frac{V}{X_L}, A(rms) \quad (A.1)$$

Para $n=3,5,7, \dots$, donde el subíndice n indica la componente armónica generada. Existen aspectos de importancia en la distribución de corrientes armónicas:

- a) Asimetrías en el control de los TCR's. Si los ciclos positivos y negativos de conducción de corriente son desiguales, se generan armónicas de orden par y aún una componente de C.D.
- b) Desbalances en el propio sistema de potencia, por ejemplo que conduzcan a voltajes desbalanceados en terminales del TCR.

Si estos aspectos no se cumplen podremos asegurar que solo tendremos componentes de 5^a, 7^a, 11^a armónica en nuestro sistema y puede ser corregida por medio de filtros de armónicas.

Filtros de armónicas.

“Para evitar y/o disminuir la cantidad y tipo de problemas que las armónicas generan se requiere el uso de filtros de armónicas.”

Los CEV's incorporan filtros de armónicas para reducir su efecto en el sistema o prevenir interacciones de los elementos controlables con resonancias en la red [8]. En el primer caso, los filtros de armónicas, normalmente sintonizados para eliminar

armónicas de quinto y séptimo orden están siempre conectados y generan potencia reactiva [5].

Los filtros son circuitos eléctricos cuya característica de baja impedancia se presenta a una o varias frecuencias. Pueden ser: filtros paso-banda, filtros paso-alta, filtros especiales, filtros por su localización, serie o paralelo (Shunt) de lado de C.A o de C.D. etc. Es más económico usar filtros sintonizados con las armónicas de baja frecuencia que proporcionar un filtro de banda ancha con la suficiente baja impedancia, ya que las armónicas de orden bajo tienen las corrientes más altas y las armónicas de orden elevado tienen bajas magnitudes. El tamaño del filtro es definido como la potencia reactiva que el filtro suministra a la frecuencia fundamental. El tamaño total de todos los filtros depende de la carga a compensar incluyendo los compensadores del tipo reactor

Desintonización en la práctica, un filtro no siempre está sintonizado a la frecuencia exacta de la armónica para la que está diseñado debido a los siguientes factores:

1. La frecuencia del sistema cambia, cambiando proporcionalmente las frecuencias armónicas.
2. La inductancia del reactor y la capacitancia del banco de capacitores cambia con la temperatura, un cambio de la inductancia o de la capacitancia de 2 % causa la misma desintonía que un cambio en la frecuencia de 1 %.

Componentes de los filtros:

Capacitores. La parte que involucra el mayor costo en un filtro de armónicas lo representa el banco de capacitores, ya que también proporciona la potencia reactiva que demanda la carga. El voltaje en el banco de capacitores debe tomar en cuenta el incremento de voltaje causado por las corrientes y voltajes armónicos, así como el incremento de voltaje causado por la inserción del reactor en serie. La recomendación general, para que se considere el efecto de las armónicas es la suma aritmética de los voltajes presentes incluyendo el voltaje fundamental y los voltajes armónicos. La razón de no utilizar la suma vectorial de los voltajes (lo cual es estrictamente matemático), radica en que los dieléctricos de los capacitores, son diseñados para voltajes de pico a pico y la suma vectorial no refleja tal condición. La corriente rms del banco de capacitores se determina mediante la suma vectorial de las corrientes presentes, incluyendo la nominal y las corrientes armónicas. Es importante efectuar las correcciones necesarias de la corriente total en función del voltaje de la red, ya que cuando el voltaje decrece, la corriente fundamental decrece en la misma proporción. Una de las características más importantes en los capacitores para esta aplicación es el coeficiente de temperatura/capacitancia, entre menor sea el cambio de capacitancia con la temperatura del capacitor, menor será la desintonía.

Reactores. Son construidos con núcleos no magnéticos, con inductancias fijas. El factor de calidad “Q” del reactor a la frecuencia de la armónica predominante debe ser seleccionado para obtener el menor costo y usualmente entre 50 y 150. Si se requiere una “Q” menor se puede usar una resistencia en serie. El costo del reactor

depende principalmente de su máxima corriente rms, (incluyendo armónicas) y su nivel de aislamiento.

Fenómeno de resonancia

Cuando los capacitores estáticos están conectados a un sistema de tensión o de control de potencia reactiva (correcciones del factor de potencia), existe una frecuencia en la que, los condensadores están en resonancia paralela con la reactancia del sistema de potencia. La figura A.1 ilustra esto cuando el convertidor se considera una fuente de corrientes armónicas.

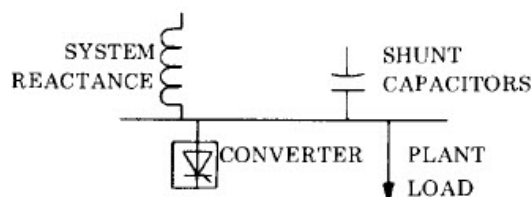


Figura A.1.: Sistema de Potencia, el paralelo entre el sistema y la reactancia capacitiva Shunt

La resonancia en paralelo es una impedancia alta de corriente a la frecuencia resonante. La resonancia en serie es de baja impedancia. Si la resonancia en paralelo está en o cerca de una de las frecuencias características de armónicos producidos por el convertidor del circuito tanque (circuito donde un inductor (L) y un condensador (C) se conectan en paralelo usualmente) puede ser excitado y grandes corrientes oscilantes puede fluir entre la reactancia inductiva del sistema de potencia y la reactancia capacitiva de los condensadores. Estas corrientes se añaden a la caída de tensión armónica, causando un factor de distorsión de tensión mucho mayor. Es esta condición resonante que causa problemas de interferencia conductiva e inductiva. Por lo tanto, los condensadores deben dimensionarse para evitar una resonancia cerca de una frecuencia armónica característica.

La frecuencia de resonancia paralelo se puede calcular como:

$$f_P = f_1 \sqrt{\frac{\text{system short circuit MVA}}{\text{capacitor Mvar}}} \quad (\text{A.2})$$

$$= f_1 \sqrt{\frac{X_C}{X_{SC}}} \quad (\text{A.3})$$

$$= \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{L_{sc}C}} \quad (\text{A.4})$$

Donde:

X_c = Reactancia del banco de capacitores, por unidad o Ω

X_{sc} = Reactancia del Sistema de Potencia, por unidad o Ω

f_1 = frecuencia fundamental.

L_{sc} = inductancia del Sistema de Potencia, H

C = Capacitancia del banco de capacitores, F

Resonancias en paralelo.

Para cada filtro sintonizado habrá una resonancia en paralelo entre el filtro y la reactancia del sistema de potencia. Este punto de resonancia en paralelo será más bajo que la frecuencia del filtro y por encima del siguiente menor filtro sintonizado. Por esta razón, no es práctico aplicar filtros sintonizados a las armónicas de orden superior y no a los órdenes inferiores. Por ejemplo, si un filtro 11 armónico se aplica sobre una normal rectificadora de doce impulsos, el punto de resonancia en paralelo estará por debajo del 11° armónico. Si este está en el 7° armónico, cualquier corriente de 7° armónica que fluye en la alta impedancia de la resonancia en paralelo, causará altas corrientes de 7° armónicas con oscilaciones entre los filtros de 11° armónicas y el sistema de potencia. Esta condición será sobrecargar los condensadores en el filtro, causando falla en los fusibles y desintonización del circuito. Por lo tanto, los filtros deben ser aplicados y conectados al sistema de potencia a partir del más bajo orden y se incrementan. Por el contrario, si el total de capacidad en Kvar debe ser reducido, el filtro orden más alto se debe desconectar primero. ¹

Una vez que los filtros están conectados al sistema, habrá una trayectoria de baja impedancia para las corrientes de las frecuencias sintonizadas. Si hay un componente armónico de tensión en el sistema de suministro de potencia correspondiente a la frecuencia del filtro, esta tensión armónica causará corriente adicional en el filtro.

¹IEEE guide for harmonic control and reactive compensation of static power converters, Abril 1983, American National Standards Institute.

A.2. Parámetros Eléctricos de la Subestación Nopala

Los datos con base en el voltaje máximo de sistema entre fases se encuentra en el cuadro A.1:

Voltaje nominal	[kV]	400
Voltaje máximo continuo	[kV]	420
Frecuencia nominal	[Hz]	60
NBAI (BIL)	[kV]	1 425
Distancia de fuga total	[mm]	10 500

Cuadro A.1.: Parámetros S.E. Nopala

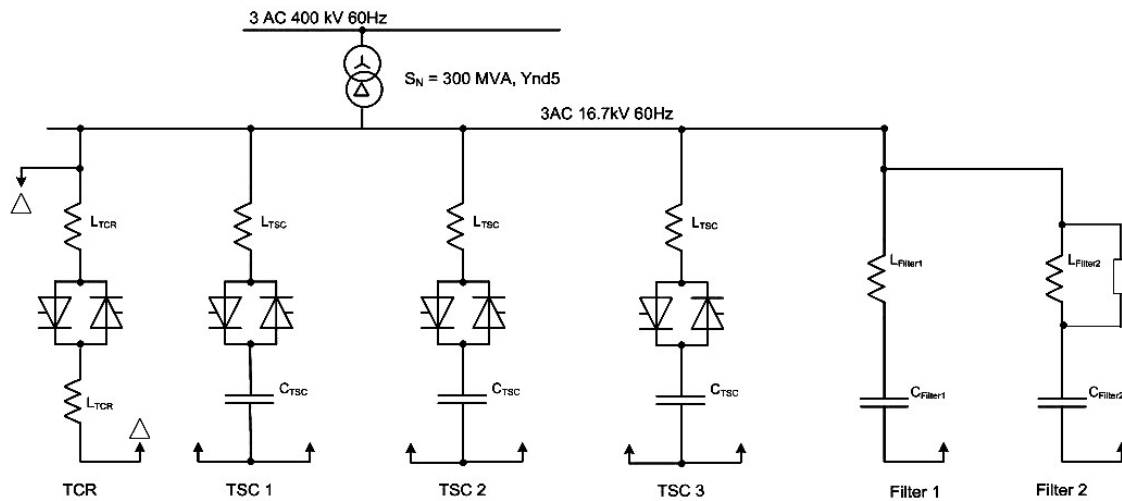


Figura A.2.: Diagrama unifilar del CEV.

DATOS METEOROLÓGICOS DEL SITIO.

El Compensador Estático de Potencia Reactiva (CEV) de la S.E. Nopala, ubicado en el municipio de Naucalpan, Edo. De México tiene una capacidad de -90; +300 MVAR a 400 kV. Tiene el propósito de control de voltaje de 400 kV de dicha subestación en condiciones de estado estable y transitorio.

Las principales características que tiene el CEV se en listan a continuación:

- Capacidad:

300 MVAR Capacitivos

90 MVAR Inductivos

400kV Lado Primario

16.7 kV Lado Secundario

Altitud	[msnm]	2 436
Temperatura máxima extrema	[°C]	33,0
Temperatura mínima extrema	[°C]	-7,0
Velocidad máxima de viento	[km/h]	120
Días con heladas	por año	27
Humedad relativa promedio Mensual del mes más alto	[%]	65,75
Máxima precipitación pluvial del mes en 24 horas	[mm]	66,0
Intensidad de lluvia	[mm/h]	159,0
Coeficiente sísmico (conforme IEEE Std 693-1997, numeral 9.6.2.3)		
Terreno firme	[g]	0,14
Terreno semi-firme	[g]	0,30
Terreno compresible	[g]	0,36
Nivel de contaminación (conforme a Publicación IEC 60815)		ALTO

Cuadro A.2.: Datos meteorológicos de la S.E.

	Q_{SVC} [MVAR]	Q_{TCR} [MVAR]	Q_{TSC} [MVAR]	Q_{Filtro} [MVAR]
Capacitivos	305.4	0	3 /times 104.9	37.4
Inductivos	91.5	112.9	0	25.6

Cuadro A.3.: Capacidad total del CEV de NOP.

La suma de potencia reactiva de ramas capacitivas es de $3 \cdot 104.9 + 37.4 = 352.1$ MVAR pero se reduce a 305.4 MVAR debido a la presencia del transformador; además de la operación inductiva es de $112.9 - 25.6 = 87.3$ MVAR y tomando en cuenta la inductancia de transformador en 91.5.

- Pendiente: Ajustes independientes para las regiones inductivas y capacitivas. Para la parte inductiva de 0-10 % y para la parte capacitiva de 0-10 %, con pasos máximos de ajuste de 0.1 en ambos casos. La base para el cálculo de la pendiente es la capacidad en cada una de las regiones.
- Referencia (set point): Ajustable de -5 a +5 % en pasos máximos de ajuste de 0.5.

El esquema básico seleccionado es de un compensador de control a 6 pulsos, compuesto por un Reactor Controlado por Tiristores (TCR), tres bancos de Capacitores Conmutados por Tiristores (TSC) de la misma capacidad, filtros para la 5^o y 7^o Armónica, un banco de transformación formado por 4 unidades monofásicas (3 fases + reserva) con voltaje nominal primario de 400 kV y voltaje en el secundario de 17.6 kV. [2]



Figura A.3.: Compensador Estático de VAR's S.E. Nopala

La descripción de los componentes que forman parte del CEV's se describen a continuación, y su esquema se muestra en la Figura A.4

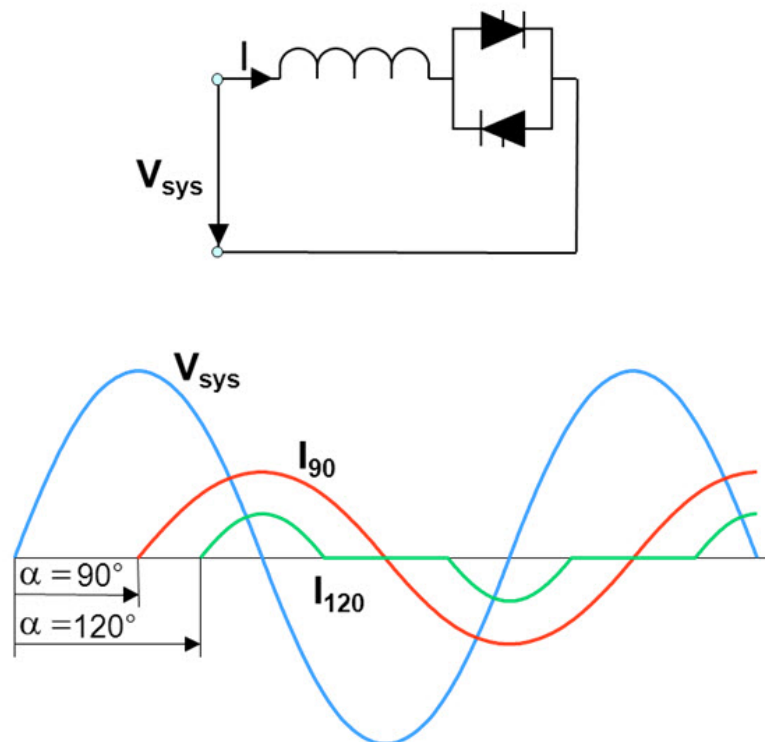


Figura A.4.: Reactor Controlado por Tiristores

Las características de los Reactores son:

1. Reactores monofásicos con núcleo de aire del tipo seco, en diferentes arreglos trifásicos.
2. Arreglos trifásicos en Delta.
3. Conductor de Aluminio aislado.
4. Devanado es helicoidalmente formando en capas, encapsulado en fibra de vidrio impregnada en resina epóxica y separada una de otra mediante canales de ventilación.
5. Uniones verticales y horizontales para dar resistencia mecánica.

Variables:

- a) Corrientes armónicas generadas por TCR.
- b) Impedancias de sistema a diferentes frecuencias, configuraciones y niveles de CC.
- c) Valores de distorsión permitidos por especificación.

Armónicas existentes:

- Armónicas generadas por maniobra de equipos.
Distorsiones permitidas para CEV Nopala:
 - $V_v \leq 1.0\%$
 - $DAT \leq 1.5\%$
 - $I_v(\text{NONES}) \leq 2.0\%$
 - $I_v(\text{PARES}) \leq 0.5\%$

Las características de los bancos de capacitores son:

- Unidades individuales conectadas en serie y paralelo
- Instalación exterior
- Capacitores sin fusibles
- Unidades estandarizadas
- Configuración trifásica tipo H y Estrella
- Supervisión de la corriente de desbalance
- Líquido dieléctrico Edisol ST
- Tanque de acero inoxidable con pintura gris
- Diseño con factor de potencia alto, utilizando electrodos de aluminio

Tiristor activado por LASER (LTT) y Tiristor activado eléctricamente (ETT)

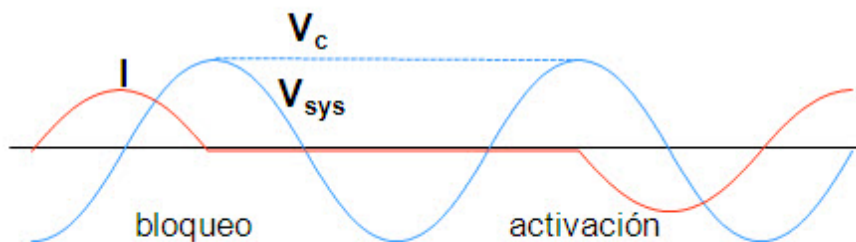
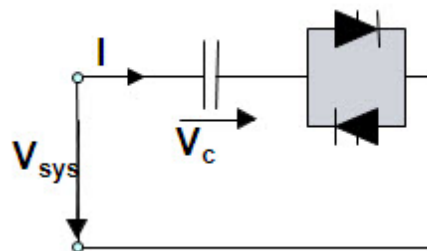


Figura A.5.: Capacitor Activado por Tiristores

- Método de activación de tiristores Impulso LASER o eléctrico de activación no influye en:
- Diseño eléctrico, i.e.: Cálculo de esfuerzos del tiristor, Diseño de circuitos Snubber, Diseño térmico,
- Características eléctricas del tiristor relativas al diámetro de la oblea
- Método de diseño mecánico
- Desempeño general del HVDC o CEV

El módulo TSC consiste en la conexión en serie de 11+1 niveles de tiristores ($nT=12$), mientras que el módulo TCR consiste en 7+1 niveles ($nT=8$). Cada nivel de tiristores consiste de un par de tiristores conectados en anti-paralelo, así como sus respectivos circuitos snubber y sistemas de monitoreo de voltaje (TVM).

El esquema seleccionado es de 6 pulsos el cual consiste en el TCR conectado en delta, teniendo como ventaja la supresión de las armónicas de orden 3, 9, 15,... orden las cuales estarán circulando a través de la delta cerrada por lo que las corrientes de línea estarán ausentes de ellas. Sin embargo las demás armónicas estarán presentes en las corrientes de línea. También tres Bancos de Capacitores Conmutados por Tiristores (TSC) de igual capacidad, un juego de Filtros para 5^a y 7^a Armónica.

El sistema de control coordina la operación del CEV para regular la tensión en el primario; así como la lógica de operación de interruptores, cuchillas y cuchillas de puesta a tierra.

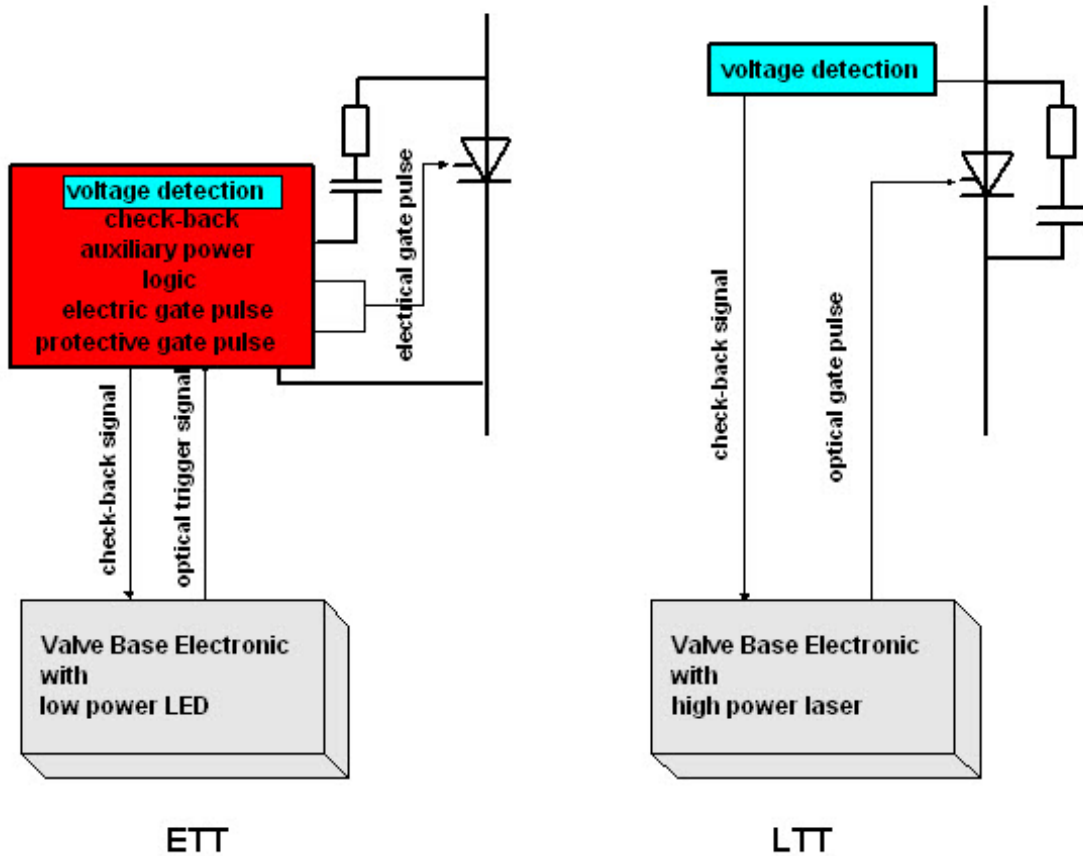


Figura A.6.: Métodos de activación de disparo a los tiristores

El CEV tiene los siguientes modos de control:

- Control de voltaje. El sistema de control realiza una regulación trifásica de la tensión basada en un error de tensión y en una corrección con característica de pendiente para variaciones en estado estable. El error se determinará por la diferencia de tensión de referencia y la tensión de secuencia positiva en el lado de alta tensión del CEV.
- Susceptancia constante. El CEV será controlado manualmente por acción del operador, quien fijará un valor de susceptancia de referencia el cual podrá ser ajustado continuamente dentro del intervalo que corresponda a los valores nominales de salida de potencia reactiva. La respuesta transitoria deberá seguir la característica de la pendiente.