



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE CUENCA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS EN ESTADO TRANSITORIO POR MANIOBRAS DE ENTRADA Y SALIDA  
DE BANCOS DE CONDENSADORES FIJOS OPERANDO EN ISLA EN MEDIO  
VOLTAJE**

Trabajo de titulación previo a la obtención  
del título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: MILTON DAVID TEPAN QUILLI

TUTOR: ING. FLAVIO ALFREDO QUIZHPI PALOMEQUE

Cuenca - Ecuador

2022

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Milton David Tepan Quilli con documento de identificación N° 0104798665, manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 27 de mayo del 2022

Atentamente,



---

Milton David Tepan Quilli

0104798665

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Milton David Tepan Quilli con documento de identificación N° 0104798665, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto Técnico con Enfoque General: “Análisis en estado transitorio por maniobras de entrada y salida de bancos de condensadores fijos operando en isla en medio voltaje”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 27 de mayo del 2022

Atentamente,



---

Milton David Tepan Quilli

0104798665

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Flavio Alfredo Quizphi Palomeque con documento de identificación N° 0102257482, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: ANÁLISIS EN ESTADO TRANSITORIO POR MANIOBRAS DE ENTRADA Y SALIDA DE BANCOS DE CONDENSADORES FIJOS OPERANDO EN ISLA EN MEDIO VOLTAJE, realizado por Milton David Tepan Quilli con documento de identificación N° 0104798665, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico con Enfoque General que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 27 de mayo del 2022

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:  
**FLAVIO ALFREDO  
QUIZHPI  
PALOMEQUE**

---

Ing. Flavio Alfredo Quizphi Palomeque  
0102257482

## **Agradecimientos**

*Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos en primer lugar a Dios, a mi familias y amigos por el apoyo que nos han brindado durante todo el tiempo de estudios, a mi tutor del proyecto técnico Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque, al Ing. Pablo Robles docente universitario por brindar todo su conocimiento, experiencia, apoyo y tiempo de una manera desinteresada en su colaboración con la investigación, siendo clave en los resultados obtenidos.*

***Milton***

## **Dedicatoria**

*Dedico este proyecto de titulación a Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además agradezco a mis abuelos, mis padres, mis hermanos y amigos por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos y valores, por la motivación constante que me ha permitido llegar a ser una persona de bien.*

**Milton**

## Resumen

En el presente trabajo de titulación se realiza el análisis en estado transitorio por maniobras de entrada y salida de banco de condensadores fijos operando en isla mediante la plataforma de simulink de Matlab a un alimentador de prueba de la IEEE, se implementa filtros (inductor en serie) para la mitigación de sobrevoltajes en las redes de distribución, los valores obtenidos de la calidad de energía y distorsión armónica de voltaje y corriente se compara con valores máximos establecido en la Regulación del ARCONEL 005/18 vigente permitiendo realizar análisis, cálculos y comparación de resultados. El estado del arte permite recopilar información sobre la conmutación de banco de condensadores en redes de distribución eléctrica, el fenómeno de la magnificación de voltaje por maniobra y las diferentes técnicas para la mitigación de sobrevoltajes, por lo que una vez fundamentado, permitiendo la revisión de las regulaciones vigentes en el país y estándares internacionales determinando así los límites permitidos en la calidad del servicio eléctrico. El desarrollo de la metodología se analiza en un sistema operando en isla de 13 nodos y 2 bancos de condensadores, que simula los diferentes escenarios producidos por la conmutación de los bancos sin y con la técnica de mitigación propuesta, Además, se analiza las diferentes posibilidades de reubicación aguas arriba del alimentador, comprobando así los resultados de voltaje y corriente al aplicar la técnica de mitigación seleccionada, en base a los resultados obtenidos se analiza la calidad de servicio en el sistema comparando los valores que estén dentro de la regulación una vez usada la técnica de mitigación.

Con el ingreso del banco de condensadores y el filtro resultado de la técnica de mitigación propuesta mejoramos la los resultados en cabecera evitando penalizaciones por la distribuidora debido a los valores favorables obtenidos, evitar los sobre voltajes es motivo para no provocar la ruptura del aislamiento de los equipos de sujeción de la red del medio voltaje además evitar el disparo de los dispositivos de protección del sistema como puede ser los relés de protecciones y así garantizar un sistema eléctrico eficiente con índices aceptables de confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico.

Al ser un trabajo con un filtro de mitigación estática el presente trabajo se puede implementar un sistema dinámico de mitigación donde se pueda a diferentes valores de carga permitiendo obtener mejores resultados y verificar el comportamiento del mismo y ajustar al sistema el filtro.

## **Abstract**

In the present titling work, the analysis is carried out in a transient state by input and output maneuvers of a bank of fixed capacitors operating on an island through the Matlab simulink platform to an IEEE test feeder, filters are implemented (inductor in series ) for the mitigation of overvoltages in the distribution networks, the values obtained from the quality of energy and harmonic distortion of voltage and current are compared with the maximum values established in the current ARCONEL Regulation 005/18, allowing analysis, calculations and comparison of results. The state of the art allows gathering information on the switching of capacitor banks in electrical distribution networks, the phenomenon of voltage magnification by maneuver and the different techniques for mitigating overvoltages, so that once founded, allowing the revision of the regulations in force in the country and international standards, thus determining the limits allowed in the quality of the electrical service. The development of the methodology is analyzed in a system operating in an island of 13 nodes and 2 banks of capacitors, which simulates the different scenarios produced by the switching of the banks without and with the proposed mitigation technique. In addition, the different possibilities are analyzed. of relocation upstream of the feeder, thus verifying the results of voltage and current when applying the selected mitigation technique, based on the results obtained, the quality of service in the system is analyzed, comparing the values that are within the regulation once used the mitigation technique.

With the entry of the capacitor bank and the filter resulting from the proposed mitigation technique, we improve the results at the header avoiding penalties by the distributor due to the favorable values obtained, avoiding overvoltages is a reason not to cause the breakdown of the insulation of the medium voltage network clamping equipment also prevent the tripping of system protection devices such as protection relays and thus guarantee an efficient electrical system with acceptable rates of reliability and continuity of electrical service.

Being a work with a static mitigation filter, the present work can implement a Dynamic mitigation system where it is possible at different load values, allowing better results and verifying its behavior and adjusting the filter to the system.



# ÍNDICE GENERAL

Agradecimientos.....	6
Dedicatoria.....	7
Resumen .....	8
ÍNDICE GENERAL.....	10
ÍNDICE DE FIGURAS .....	12
ÍNDICE DE TABLAS.....	14
Antecedentes.....	16
Justificación .....	17
Objetivos.....	18
Objetivo General.....	18
Objetivos Específicos.....	18
CAPITULO 1: Marco Teórico.....	19
1.1    CONMUTACION.....	19
1.2    MAGNIFICACION DE VOLTAJE.....	21
1.3    TECNICAS DE MITIGACION .....	25
1.3.1    Inductores de preinserción.....	25
1.3.2    Resistencias/Reactores de preinserción .....	25
1.3.3    Control sincronizado de cierre .....	26
1.4    CALIDAD DE LA ENERGIA .....	26
1.4.1    Nivel de Voltaje .....	26
1.4.2    Perturbaciones.....	27
1.4.3    Armónicos .....	28
CAPITULO 2: Modelado del Sistema Eléctrico.....	31
2.1    CARACTERISTICAS DEL SISTEMA IEEE DE 13 BARRAS.....	31
2.2    SIMULACION DE ENTRADA Y SALIDA DE BANCO DE CONDENSADOR .....	36
2.2.1    Análisis en el nodo 13 .....	36
2.2.2    Análisis en el nodo 12 .....	38

2.2.3	Análisis en el nodo 1 .....	40
2.3	IMPLEMENTACION DE LA TECNICA DE MITIGACION AL SISTEMA TIPO ISLA	42
2.3.1	Análisis en el nodo 13 .....	46
2.3.2	Análisis en el nodo 12 .....	49
2.3.3	Análisis en el nodo 1 .....	51
CAPITULO 3: Análisis de Resultados .....		55
CAPITULO 4: Conclusiones y Recomendaciones.....		57
Conclusiones .....		57
Recomendaciones .....		58
Bibliografía .....		59
Anexos .....		61
Anexo 1: Validación de la frecuencia de corte .....		61
1.1	Validación con valores de potencia inicial .....	61
1.2	Validación añadiendo una carga nueva (70 kW y 21 kVAR por fase) en el nodo 13 y sin filtro	63
1.3	Validación añadiendo una carga nueva (70 kW y 21 kVAR por fase) en el nodo 3 y sin filtro	65
1.4	Validación añadiendo una carga nueva (70 kW y 21 kVAR por fase) en el nodo 1 y sin filtro	67
1.5	Validación añadiendo una carga nueva (170 kW y 151 kVAR por fase) en el nodo 13 y sin filtro.....	68
1.6	Validación añadiendo una carga nueva (350 kW y 200 kVAR por fase) en el nodo 13 y sin filtro.....	70

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Conmutación de capacitor [1].	20
Figura 1.2 Representación del voltaje transitorio ocasionado por la conmutación de condensadores [10].	22
Figura 1.3 Diagrama típico de un sistema de potencia [10].	23
Figura 1.4 Diagrama típico de un sistema de potencia [2].	23
Figura 2.1 Alimentador de 13 nodos para pruebas IEEE.	31
Figura 2.2 Espaciado de líneas aéreas [24].	32
Figura 2.3 Espaciado de líneas subterráneas [24].	32
Figura 2.4 Comando del 13 Node Test Feeder para ejecutar en MATLAB.	34
Figura 2.5 “13 Node Test Feeder” presentado en la herramienta de Simulink del IEEE	34
Figura 2.6 “13 Node Test Feeder” con switch para simular ingreso y salida de banco de condensador.	36
Figura 2.7 Señales de voltaje en el nodo 13.	37
Figura 2.8 Señales de corriente obtenidas en el nodo 13.	37
Figura 2.9 Potencia activa en el nodo 13.	38
Figura 2.10 Potencia reactiva en el nodo 13.	38
Figura 2.11 Señales de voltaje en el nodo 12.	39
Figura 2.12 Señales de corriente en el nodo 12.	39
Figura 2.13 Potencia activa en el nodo 12.	40
Figura 2.14 Potencia reactiva en el nodo 12.	40
Figura 2.15 Señales de voltaje en el nodo 1.	41
Figura 2.16 Señales de corriente en el nodo 1.	41
Figura 2.17 Potencia activa en el nodo 1.	42
Figura 2.18 Potencia reactiva en el nodo 1.	42
Figura 2.19 THD de voltaje en la fase 1 en el nodo de carga.	43
Figura 2.20 THD de corriente de la fase 1 en el nodo de carga.	44
Figura 2.21 Filtro pasa alto pasivo de segundo orden RLC	44
Figura 2.22 Alimentador de prueba con técnica de mitigación.	46
Figura 2.23 Grafica de voltaje y corriente en el nodo 13.	47
Figura 2.24 Grafica de potencia instantánea en el nodo 13	47
Figura 2.25 THD con técnica de mitigación en el nodo 13.	48

Figura 2.26 TDD con técnica de mitigación en el nodo 13.....	48
Figura 2.27 Grafica de voltaje y corriente en el nodo 12.....	49
Figura 2.28 Grafica de potencia instantánea en el nodo 12 .....	50
Figura 2.29 THD con técnica de mitigación en el nodo 12.....	50
Figura 2.30 TDD con técnica de mitigación en el nodo 12.....	51
Figura 2.31 Grafica de voltaje y corriente en el nodo 1.....	52
Figura 2.32 Grafica de potencia instantánea en el nodo 1 .....	52
Figura 2.33 THD con técnica de mitigación en el nodo 1.....	53
Figura 2.34 TDD con técnica de mitigación en el nodo 1.....	53
Figura 6.1 Alimentador de prueba con valores iniciales de la IEEE. ....	61
Figura 6.2 THD voltaje en el nodo 13.....	62
Figura 6.3 THD corriente en el nodo 13.....	62
Figura 6.4 Voltaje en el nodo 13 .....	62
Figura 6.5 Potencia en el nodo 13.....	63
Figura 6.6 Carga nueva trifásica balanceada.....	63
Figura 6.7 Alimentador de prueba con nueva carga en el nodo 13. ....	64
Figura 6.8 Corriente en el nodo 13.....	64
Figura 6.9 Voltaje en el nodo 13.....	65
Figura 6.10 Alimentador de prueba con nueva carga en el nodo 3. ....	65
Figura 6.11 Corriente en nodo 13.....	66
Figura 6.12 Voltaje en nodo 13. ....	66
Figura 6.13 Alimentador de prueba con nueva carga en el nodo 1. ....	67
Figura 6.14 Corriente en nodo 13.....	67
Figura 6.15 Voltaje en nodo 13. ....	68
Figura 6.16 Carga nueva trifásica balanceada.....	68
Figura 6.17 Alimentador de prueba con nueva carga en el nodo 13. ....	69
Figura 6.18 Corriente en el nodo 13. ....	69
Figura 6.19 Voltaje en el nodo 13.....	70
Figura 6.20 Alimentador de prueba con nueva carga en el nodo 13. ....	70
Figura 6.21 Corriente en el nodo 13. ....	71
Figura 6.22 Voltaje en el nodo 13.....	71

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Valores máximos admitidos (ARCONEL 005/18 ) [22].	27
Tabla 1-2 Voltajes de cabecera por fase en pu (ARCONEL 005/18 ) [22].	29
Tabla 1-3 Potencias en los nodos del sistema (ARCONEL 005/18 ) [22].	30
Tabla 2-1 Datos de la topología del Alimentador de distribución de pruebas IEEE de 13 nodos	32
Tabla 2-2 Potencias en los nodos del sistema.	33
Tabla 2-3 Códigos de modelo de carga.	33
Tabla 2-4 Bancos de Condensadores conectados	33
Tabla 2-5 Información de Transformador.	33
Tabla 2-6 Voltajes de cabecera por fase en p.u.	33
Tabla 2-7 Data Inicial del sistema.	35
Tabla 2-8 Valores del factor de calidad y contaste de acuerdo a cada aproximación..	45
Tabla 2-9 Valores de THD de voltaje y corriente en el nodo de carga sin técnica.	49
Tabla 2-10 Valores de variaciones rms.	49
Tabla 2-11 Valores de THD de voltaje y corriente en el nodo de carga sin técnica.	51
Tabla 2-12 Valores de variaciones rms.	51
Tabla 2-13 Valores de THD de voltaje y corriente en el nodo de carga sin técnica.	53
Tabla 2-14 Valores de variaciones rms.	54
Tabla 3-1 Valores de potencia total de cabecera.	56

# NOMENCLATURA

**SEP.** – Sistema Eléctrico de Potencia

**S/E.** – Sub Estación.

**Compensadores.** – Inyectan potencia reactiva para corregir el factor de potencia.

**Sobrevoltaje.** – Son picos de voltajes superiores al voltaje nominal.

**Sistema de Subtransmisión.** –Sistemas a 69 KV.

**Sistema de Distribución.** –Comprenden sistemas desde 600 V hasta 42KV.

**SVC.** –Compensadores estático de reactivos.

**STATCOM.** –Compensador estático síncrono.

**BESS.** – Sistema de almacenamiento de energía en baterías.

**FP.** – Factor de Potencia

**P.** – Potencia activa

**Q.** – Potencia reactiva

**S.** – Potencia aparente

**f** – Frecuencia (Hz)

**f1.** – Frecuencia de energización (Hz)

**f2.** – frecuencia de resonancia (Hz)

## **Antecedentes**

En el sector eléctrico Ecuatoriano, las empresas encargadas de la comercialización y distribución de energía eléctrica deben garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, lo cual ha obligado a que el usuario final no residencial (semi-industrial e industrial) lleve a compensar de una mejor manera el factor de potencia con el fin de evitar las sanciones establecidas en la regulación (ARCONEL 005/18) correspondiente al ente regulador que es el ARCONEL, sin embargo, la implementación de bancos de condensadores ha provocado el fenómeno conocido como magnificación de voltaje (sobrevoltaje).

Los estudios realizados en torno a la problemática planteada se enfocan en el fenómeno de la magnificación del voltaje, se han desarrollado diferentes técnicas de mitigación para prevenir las sobrevoltajes ocasionadas por su conmutación, brindando una mejor estabilidad al sistema. La técnica de mitigación que mayor beneficio presenta, convierte los bancos de capacitores de las industrias en filtros, permitiendo que sobrevoltaje se disminuya en un 80%.

## **Justificación**

En la actualidad, la calidad de servicio eléctrico es fundamental para el buen funcionamiento de los sistemas de distribución, debido a que cada vez los usuarios disponen de dispositivos electrónicos en sus instalaciones y los cuales se ven afectados de forma directa por el fenómeno de magnificación de voltaje, por ello es necesario estudiar el estado transitorio que se genera por las maniobras de los bancos de condensadores.

Al desarrollar este trabajo se pretende brindar información adicional sobre este fenómeno y ser un punto de apoyo al momento de la toma de decisiones cuando se realicen estudios que requieran la implementación de bancos de condensadores para la corrección del factor de potencia, siendo 0.95 el FP exigido por el ARCONEL.



# Objetivos

## *Objetivo General*

Analizar mediante simulaciones de Matlab el estado transitorio por maniobras de entrada y salida de bancos de condensadores fijos operando en isla en medio voltaje.

## *Objetivos Específicos*

1. Determinar los efectos que se producen en la calidad de servicio eléctrico por maniobras de bancos de condensadores.
2. Realizar el análisis de la calidad del servicio eléctrico en un sistema operando en isla de 13 nodos y 2 bancos de condensadores (ubicación definida por la IEEE), utilizando el alimentador de distribución de pruebas (Distribution Test Feeder) disponible en la página virtual de PES-IEEE.
3. Implementar una técnica de mitigación de sobrevoltaje mediante filtros (Inductor en serie) para disminuir la magnificación de voltaje al momento de las maniobras de los bancos de condensadores.
4. Simular reubicando el banco de condensador aguas arriba del alimentador y determinar si la técnica de mitigación a implementarse cumple con su función.

# CAPITULO 1: Marco Teórico

Esta sección se encuentra dividida en cuatro subsecciones, la primera presenta de manera breve y concreta en que consiste la conmutación de los bancos de condensadores, la segunda corresponde al efecto de la magnificación de voltaje en la red de distribución, mientras que, en la tercera, trata sobre las diferentes técnicas de mitigación existentes para limitar los sobrevoltajes y por último se presenta los diferentes aspectos y limitaciones a considerar en la calidad del servicio eléctrico.

## 1.1 CONMUTACION

En el sistema eléctrico, el banco de condensadores se usa para mantener siempre en el rango aceptable el factor de potencia y el perfil de voltaje en todos los niveles de voltaje en un SEP. Debido a que el uso de bancos de condensadores es una práctica bien aceptada para mejorar el factor de potencia de los sistemas industriales que utilizan bancos de condensadores de forma local [1], [2].

El servicio de conmutación de corriente capacitiva se caracteriza por el frecuente cambio de corriente de baja a moderada en redes industriales o públicas, ya sea este cambio día a día u hora por hora. Los interruptores automáticos modernos requieren una larga vida mecánica pero también eléctrica para cumplir con la tarea de conmutación [3], [4]. Sin embargo, el comportamiento de los interruptores de vacío es bastante diferente del de los interruptores de gas.

Las corrientes capacitivas se encuentran en:

- Conmutación de bancos de condensadores.
- Conmutación de cables sin carga.
- Conmutación de líneas de transmisión sin carga.
- Conmutación de bancos de filtros.

La interrupción de las corrientes capacitivas es generalmente una tarea leve para un interruptor porque las corrientes son normalmente de unos pocos cientos de amperios. Existe, sin embargo, una probabilidad de que se produzcan reincidencias. Las reincidencias en algunas ocasiones provocan sobrevoltajes indeseables o transitorios de alta frecuencia, los cuales afectan la calidad de la energía en la red eléctrica; además, las reincidencias también pueden llegar a dañar la unidad de ruptura [2].

La energización de las cargas capacitivas se asocia generalmente con voltajes y corrientes transitorios [2], [5]:

- Corrientes de irrupción (Inrush)
- Sobrevoltajes causadas por la respuesta del sistema a la caída de voltaje al energizar los bancos de condensadores.
- Sobrevoltajes causadas por ondas viajeras en líneas de transmisión y cables.

La energización de las cargas capacitivas puede provocar sobrevoltajes o altas corrientes. Dos de estos casos son la conmutación de bancos de condensadores paralelos y conmutación de líneas de transmisión sin carga [2], [6].

Para la selección del interruptor para la conmutación de corriente capacitiva, se deben tener en cuenta [2], [6]:

- Velocidad de conmutación.
- Capacidad limitada para el manejo de energía.
- Aplicación (es decir, banco de condensadores, cable o línea de transmisión, o banco de filtros).
- Frecuencia de potencia de la red.
- Situación de puesta a tierra de la red.
- Puesta a tierra neutral del banco de capacitores (es decir, puesta a tierra sólida, sin conexión a tierra o impedancia a tierra).
- Presencia de una o dos fallas de fase a tierra.

Si una carga industrial balanceada se alimenta de un equipo convertidor, los filtros de muesca se utilizan para controlar el factor de potencia y armónicos simultáneamente. El banco de condensadores en derivación se conecta y desconecta en un determinado tiempo del día. Las operaciones de conmutación incluyen energización, desenergización. [1], [7]

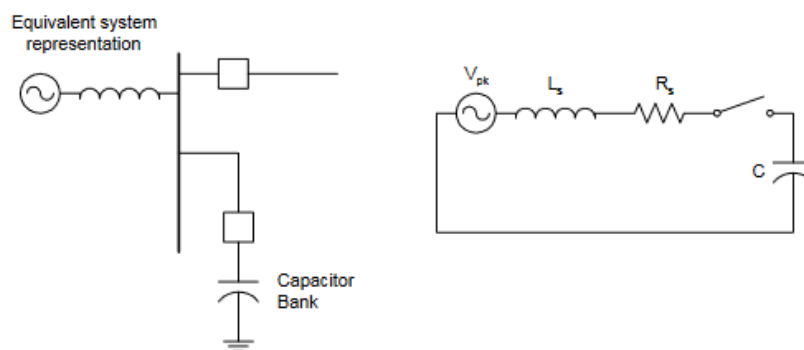


Figura 0.1 Conmutación de capacitor [1].

Cuando un banco de capacitores está energizado o desenergizado, transitorios de corriente y voltaje se producen que afectan tanto al banco de condensadores como al sistema conectado. Se originan por: [8]

- Conmutación de un banco de condensadores en derivación, que puede incluir conectando a una falla.
- Conmutación consecutiva, es decir, conmutación de un segundo banco de condensadores en el mismo bus en presencia de un ya banco energizado.
- Desenergizar un banco bajo operación normal y bajo condiciones de falla.
- Posible resonancia secundaria cuando los condensadores se aplican a nivel de multivoltaje (es decir, a un nivel de 13.8 kV, así como a un nivel de 480 V) en un sistema de distribución
- Restrikes y prestrikes en los dispositivos de conmutación
- Autoclosing con precarga en los condensadores

Un transitorio, desde su punto de origen, se propagará en cualquiera dirección en el sistema de distribución tipo anillo, mientras que en un sistema radial su propagación es en una sola dirección y será transferido a través de los acoplamientos inductivo / capacitivo del transformador a otros niveles de voltaje. [8]

## **1.2 MAGNIFICACION DE VOLTAJE**

Las magnificaciones de voltaje son siempre una preocupación cuando se trata de un cambio del estado del condensador. Cada vez que se energiza un condensador, se produce una oscilación transitoria entre el condensador y la inductancia del sistema. El resultado, ilustrado en la Figura 2, es un sobrevoltaje transitorio que puede ser tan alta como 2.0 pu en la ubicación del condensador. La magnitud en algunas ocasiones suele ser menor que esto debido a la amortiguación proporcionada por las cargas y pérdidas del sistema [9], [10].

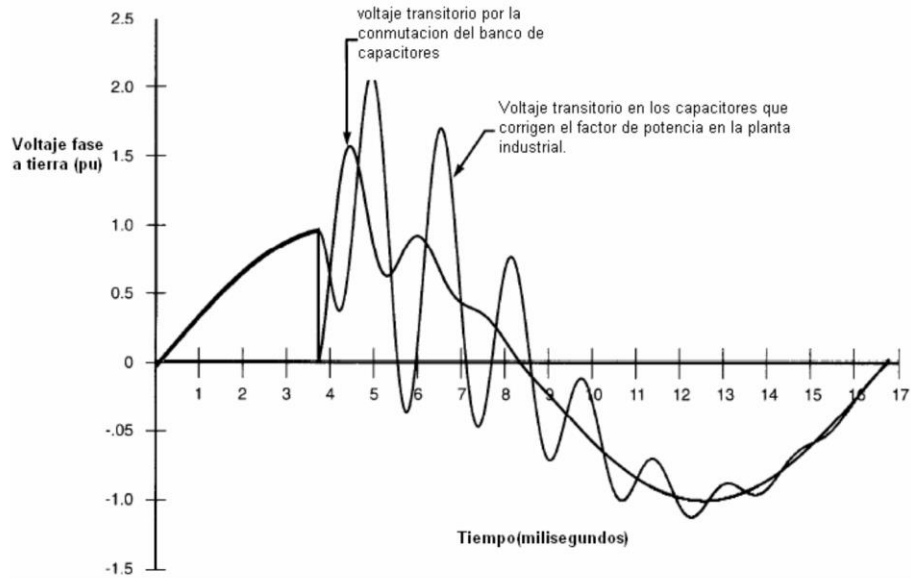


Figura 0.2 Representación del voltaje transitorio ocasionado por la conmutación de condensadores [10].

Los sobrevoltajes transitorios causados por la energización del condensador no han sido motivo de preocupación para el proveedor del servicio eléctrico porque están por debajo del nivel en el que funcionarán los dispositivos de protección contra sobrecargas (1,8 pu o más). Sin embargo, las cargas de los clientes se están volviendo cada vez más sensibles debido a la migración hacia los equipos electrónicos para aumentar la eficiencia energética y la flexibilidad. Además, los usuarios también están agregando condensadores de corrección del factor de potencia para evitar penalizaciones de tarifas y reducir aún más los costos de energía. La combinación de estas tendencias ahora está resultando en un aumento de los problemas de calidad de la energía del cliente debido a los eventos de conmutación de condensadores en el sistema eléctrico de distribución [9].

Los sobrevoltajes transitorios de la conmutación de los condensadores en el sistema eléctrico de alto voltaje se pueden magnificar en el lado de bajo voltaje del cliente, ya que el cliente tiene bancos de condensadores de bajo voltaje para la corrección del factor de potencia. La magnificación se produce cuando la oscilación transitoria iniciada por la activación del condensador puede excitar un circuito en serie L-C formado por el transformador reductor del cliente y los capacitores de baja voltaje. En este caso, puede ocurrir una oscilación transitoria de mayor magnitud en el bus de bajo voltaje que puede alcanzar los 4.0 pu o más [9]–[11].

En la Figura 3 se presenta el circuito utilizado para analizar el efecto de la magnificación de voltaje, la magnificación ocurre porque la frecuencia natural de la oscilación transitoria durante la activación del capacitor en el primario excita un circuito en serie LC formado por el transformador reductor del cliente y los condensadores de bajo voltaje [9], [12].

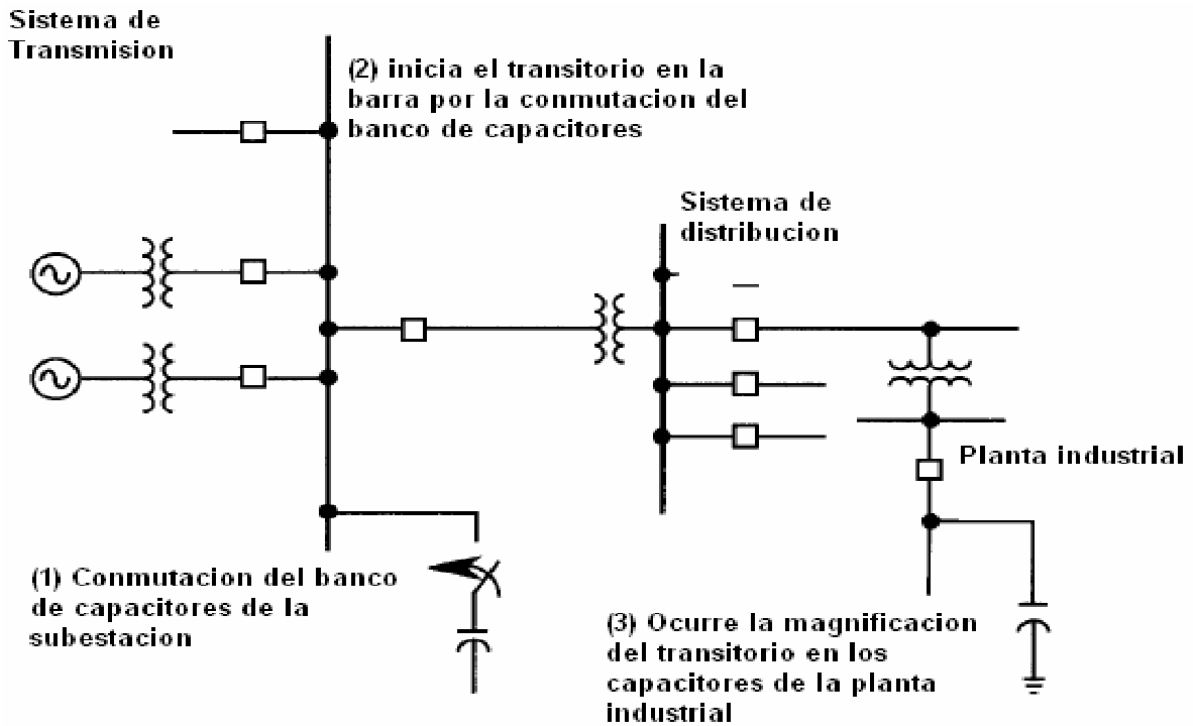


Figura 0.3 Diagrama típico de un sistema de potencia [10].

Para describir los fenómenos asociados a la magnificación ocasionados por la conmutación del banco de condensadores, en la Figura 4 se muestra un circuito equivalente [2];

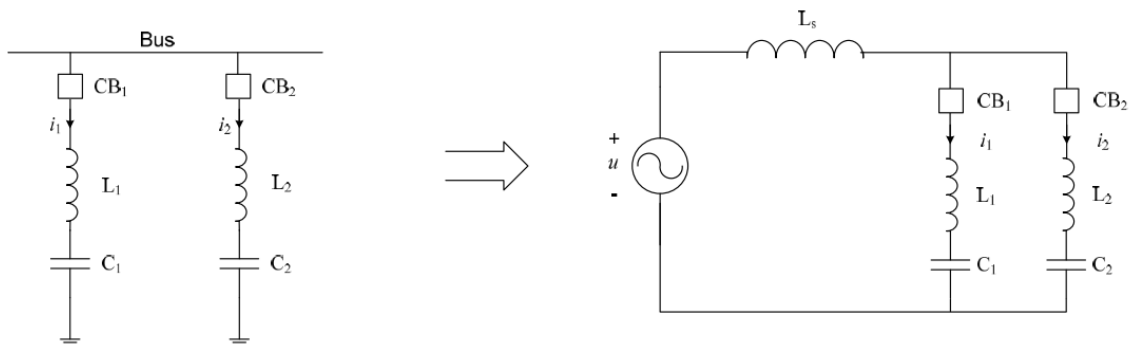


Figura 0.4 Diagrama típico de un sistema de potencia [2].

Donde:

CB1, CB2– Interruptores automáticos.

$L_s$ . – Inductancia de la fuente.

$L_1$ ,  $L_2$ – Inductancia entre banco de capacitores 1 y 2 y bus.

$C_1$ ,  $C_2$ . – Banco de capacitores 1 y 2.

$i_1$ ,  $i_2$ . – Corrientes capacitivas.

$u$ . – Voltaje de la fuente.

La frecuencia natural de los bancos de condensadores se calcular por:

$$f1 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_1C_1}} \quad (1-1)$$

$$f2 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_2C_2}} \quad (1-2)$$

Los factores que favorecen el fenómeno de magnificación de sobrevoltajes transitorios [9]:

- El tamaño del condensador de media voltaje es significativamente mayor (10 a 1) que el capacitor de bajo voltaje.
- La frecuencia de oscilación que ocurre cuando el capacitor de alto voltaje está energizado está cerca de la frecuencia de resonancia formada por el transformador reductor en serie con el capacitor de bajo voltaje.
- Existe poco amortiguamiento (efecto resistivo) en las cargas conectadas en bajo voltaje.

La magnificación de voltaje ocasiona que los equipos estén sometidos a estrés y tenga que soportar altos niveles de energía, por lo consiguiente, para la coordinación apropiada de los interruptores automáticos se debe evaluar la energización y des-energización del banco de condensadores, debido a que el interruptor automático puede interrumpir fácilmente la corriente en uno de sus ceros, con el resultado de que el voltaje a través del capacitor alcance un valor superior al de la fuente. Luego pueden ocurrir otras averías asociadas con sobrevoltajes aún mayores en la carga [2].

Las interrupciones de voltaje en la interrupción de corriente capacitiva se dividen en [2], [13]:

- Reinicio: una reanudación de la corriente entre los contactos de un dispositivo de conmutación durante una operación de apertura después de un intervalo de corriente cero de menos de  $\frac{1}{4}$  de ciclo a frecuencia normal.
- Reencendido: una reanudación de la corriente entre los contactos de un dispositivo de conmutación durante una operación de apertura después de un intervalo de corriente cero de  $\frac{1}{4}$  de ciclo a frecuencia normal o más.

Las reincidencias llevarán a sobrevoltajes en la carga capacitiva (máx. 3 pu. para una única reincorporación, donde 1 pu es el valor máximo del voltaje de fase a tierra) mientras que los reinicios no producirán ningún sobrevoltaje (teóricamente máx. 1 pu.). Las repeticiones son aceptables, pero pueden causar problemas de calidad de energía, ya que representan un cortocircuito temporal [2], [14].

## **1.3 TECNICAS DE MITIGACION**

Los sobrevoltajes magnificadas pueden ser un problema importante debido a que la conmutación de condensadores es a menudo un evento diario. Los sobrevoltajes repetitivas de gran magnitud pueden dañar el equipo y dar lugar a una descarga. El daño generalmente se limita a los dispositivos de protección contra sobrevoltajes o al disparo no programado de un dispositivo electrónico de potencia. Los dispositivos disponibles en la actualidad incorporan diferentes métodos para minimizar los sobrevoltajes [15].

Hay varios medios disponibles para reducir las sobrevoltajes generadas por la conmutación de corriente capacitiva de conformidad con el standard IEEE Std C37.010. Cada una de las técnicas presentan obstáculos debido al estrés por sobrevoltajes de transitorios, costos, instalación, mantenimiento y fiabilidad [2], [10], [16].

### **1.3.1 Inductores de preinserción**

Se usan normalmente para reducir los transitorios actuales asociados con la conmutación back to back de banco de condensadores y estos no limitan los sobrevoltajes remotas [2].

Los inductores de preinserción disminuyen la probabilidad de colapso en la barra de voltaje y mejora las características de amortiguamiento del sistema, mientras se reduce la magnitud del transitorio de sobrevoltajes y sobrecorriente por la conmutación del condensador. Esta técnica introduce una impedancia durante la energización del banco de condensadores que limita la corriente de in-rush y reduce los transitorios de sobrevoltaje y sobrecorriente, e ingresa en funcionamiento por un determinado tiempo durante la energización del banco de condensadores [9], [10].

### **1.3.2 Resistencias/Reactores de preinserción**

Limitan la corriente de entrada y los sobrevoltajes remotas. Es una solución básica ampliamente utilizada en interruptores de transmisión, por lo general, se instalan en disyuntores y, como tales, aumentan la complejidad del equipo. Dependiendo del diseño, la complejidad agregada puede o no resultar en una disponibilidad reducida del equipo [2].

La conmutación de condensadores que utiliza interruptores de tecnología de resistencia de preinserción en los bancos de condensadores es un proceso de múltiples pasos al insertar una resistencia temporal en el circuito para introducir altas pérdidas temporales. Esta resistencia inducida temporalmente permanece en el circuito durante el ciclo inicial de 0.25 a 1 para amortiguar los transitorios de voltaje que normalmente ocurren durante la operación de conmutación. Por lo general, la resistencia está temporalmente cortocircuitada en el proceso antes de cambiar a una conexión directa al banco de condensadores. Las resistencias de preinserción tienen éxito en limitar los transitorios de voltaje producidos por la conmutación de condensadores, pero el dispositivo de conmutación en sí es más complicado en el proceso de construcción [17].

El valor de la resistencia óptima de preinserción para controlar la etapa transitoria de energización del condensador depende principalmente del tamaño del condensador y la impedancia de la fuente. La resistencia óptima de preinserción debe ser aproximadamente igual a la impedancia del impulso ( $Z_s$ ) formada por el banco y la fuente [10], [17].



$$R_{optima} = \sqrt{\frac{L_s}{C}} \quad (1-3)$$

### 1.3.3 Control sincronizado de cierre

El cierre controlado reduce la magnitud de la corriente de entrada al cerrar los contactos en un punto en el que el voltaje está cerca de cero. Tanto los sobrevoltajes como los transitorios de corriente pueden reducirse. Para lograr el cierre o estar cerca del voltaje cero es necesario que los equipos dispongan de la suficiente fuerza dieléctrica para resistir los voltajes del sistema hasta que toquen los contactos [2], [10].

El control sincronizado se puede lograr utilizando varias tecnologías: vacío sincronizado, tiristores sumergidos en aceite o una tecnología de diodo basada en semiconductores. Cada tecnología tiene ventajas, desventajas y limitaciones y el controlador utilizado para este propósito aumenta la complejidad del equipo y puede influir en su disponibilidad [2], [17].

## 1.4 CALIDAD DE LA ENERGIA

Los usos de las cargas no lineales conectadas a los sistemas de energía eléctrica cambian la naturaleza sinusoidal de la corriente de alimentación de CA (y, en consecuencia, la caída de voltaje de CA), lo que provoca el flujo de corrientes armónicas en el sistema de alimentación de CA que puede causar interferencia con los circuitos de comunicación y otros tipos de equipos. Estas corrientes armónicas también conducen a mayores pérdidas y calentamiento en numerosos dispositivos electromagnéticos (motores, transformadores, etc.). Cuando se usa la compensación de potencia reactiva, en forma de condensadores de mejora del factor de potencia, pueden ocurrir condiciones de resonancia que pueden resultar en altos niveles de voltaje armónica y distorsión de corriente cuando la condición de resonancia ocurre en una armónica asociada con cargas no lineales [18].

Los aspectos a considerar en la calidad del servicio eléctrico son; el nivel de voltaje, las perturbaciones, armónicos y el factor de potencia. [19]

### 1.4.1 Nivel de Voltaje

Esto se refiere a las variaciones de calidad del voltaje que ocurren a intervalos aleatorios y no están asociadas con las características continuas del voltaje. Las variaciones incluyen interrupciones sostenidas (confiabilidad), interrupciones momentáneas, caídas de voltaje (o aumentos) y transitorios. Todas estas perturbaciones pueden afectar a una instalación, dependiendo de la susceptibilidad del equipo y las inversiones que se hayan realizado en acondicionamiento de energía [20].

Los estándares de regulación de voltaje en América del Norte varían de estado a estado y de utilidad a utilidad. El estándar más comúnmente aplicado en los Estados Unidos es ANSI C84.1-2006 [21]. Los requisitos de regulación de voltaje se definen en dos categorías.

- El rango A es para condiciones normales, y la regulación requerida es de  $\pm 5\%$  en una base de 120 V en la entrada de servicio (para servicios por encima de 600 V, la regulación requerida es de  $-2.5\%$  a  $+ 5\%$ ).
- El rango B es para duraciones cortas o condiciones inusuales. El rango permitido para estas condiciones es de  $-8.3\%$  a  $+ 5.8\%$ .

La variación de los valores eficaces de voltaje, se determina con la expresión.

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100 \quad (1-4)$$

Donde:

$\Delta V_k$  : variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

$V_k$  : voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

$V_n$  : voltaje nominal en el punto de medición.

Tabla 0-1 Valores máximos admitidos (ARCONEL 005/18) [22].

Característica	Nivel de voltaje	Rango admisible
<b>Alto Voltaje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grupo 1: mayor a 40 y menor igual a 138kV; y,</li> <li>• Grupo 2: mayor a 138kV.</li> </ul>	$\pm 5.0\%$
<b>Medio Voltaje</b>	Mayor a 0.6 y menor igual a 40kV.	$\pm 6.0\%$
<b>Bajo Voltaje</b>	Menor igual a 0.6kV.	$\pm 8.0\%$

## 1.4.2 Perturbaciones

Las fluctuaciones de voltaje en los sistemas de energía eléctrica suelen dan lugar a cambios notables en los equipos de iluminación. Este fenómeno a menudo se conoce como parpadeo, parpadeo de la lámpara y, a veces, parpadeo de voltaje que se producen a la frecuencia de 4.4 Hz [23].

Para evaluación de la calidad de la energía eléctrica, se considera el índice de severidad del Flicker de corta duración ( $P_{st}$ ) con intervalos de medición de 10 minutos, mismo que determina [22].

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}} \quad (1-5)$$

Donde:

$P_{st}$  : índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0.1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$  : niveles de efecto “flicker” que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación.

Los límites del Flicker no debe superar la unidad en el punto de medición y contacto, siendo la máxima fluctuación de luminancia a observar y soportar sin molestia por el ojo humano.

### 1.4.3 Armónicos

Se proporcionan límites de distorsión de voltaje armónico para reducir los posibles efectos negativos en el usuario y el equipo del sistema. Mantener voltajes armónicos por debajo de estos niveles requiere[18]:

- Todos los usuarios limitan sus emisiones de corriente armónica a valores razonables determinados de manera equitativa en función de la participación de propiedad inherente que cada usuario tiene en el sistema de suministro.
- Cada propietario u operador del sistema toma medidas para disminuir los niveles de distorsión de voltaje modificando las características de impedancia del sistema de suministro según sea necesario.

Como parámetros a considerar en los análisis de la calidad de la energía mediante armónicos:

- Componente armónico: un componente de orden mayor que una de las series de Fourier de una cantidad periódica. Por ejemplo, en un sistema de 60 Hz, el orden armónico 3, también conocido como el "tercer armónico", es 180 Hz.
- Componente interarmónico: componente de frecuencia de una cantidad periódica que no es un múltiplo entero de la frecuencia a la que opera el sistema de suministro (por ejemplo, 50 Hz o 60 Hz).
- Distorsión de la demanda total (TDD): la relación del cuadrado medio raíz del contenido armónico, considerando los componentes armónicos hasta el orden 50 y excluyendo específicamente la interarmónica, expresada como un porcentaje de la demanda máxima actual. Se pueden incluir componentes armónicos de orden superior a 50 cuando sea necesario.

- Distorsión armónica total (THD): la relación del cuadrado medio raíz del contenido armónico, considerando los componentes armónicos hasta el orden 50 y excluyendo específicamente la interarmónica, expresada como un porcentaje del fundamental. Se pueden incluir componentes armónicos de orden superior a 50 cuando sea necesario.

Para regular y limitar los niveles de distorsión individual de voltaje y la distorsión total se determina por la regulación de ARCONEL 005/18 [22].

$$V_{h,k} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} (V_{h,i})^2} * 100 \text{ [%]} \quad (1-6)$$

$$DV_{h,k} = \frac{V_{h,k}}{V_n} * 100 \text{ [%]} \quad (1-7)$$

$$THD_k = \left[ \frac{1}{V_n} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (I_{h,k})^2} \right] * 100 \text{ [%]} \quad (1-8)$$

Donde:

$V_{h,k}$  : Armónica de voltaje h en el intervalo k de 10 minutos.

$V_{h,i}$  : Valor eficaz (rms) de la armónica de voltaje h (para h=2,3, ..., 50), medido cada 3 segundos (para i=1,2,3, ...,200).

$DV_{h,k}$  : factor de distorsión individual de voltaje de la armónica h (para h=2,3, ...,50), en el intervalo k de 10 minutos.

$THD_k$  : factor de distorsión de demanda total (armónicos de voltaje).

$V_n$  : Voltaje nominal en el punto de medición.

Tabla 0-2 Voltajes de cabecera por fase en pu (ARCONEL 005/18 ) [22].

Nivel de Voltaje	Armónica individual (%)	THD (%)
Bajo Voltaje	5.0	8.0
Medio Voltaje	3.0	5.0
Alto Voltaje (Grupo 1)	1.5	2.5
Alto Voltaje (Grupo 2)	1.0	1.5

Para regular y limitar los niveles de distorsión individual de corriente y la distorsión total se determina por,

$$I_{h,k} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} (I_{h,i})^2} * 100 \text{ [%]} \quad (1-9)$$

$$DI_{h,k} = \frac{I_{h,k}}{I_L} * 100 \text{ [%]} \quad (1-10)$$

$$TDD_k = \left[ \frac{1}{I_L} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (I_{h,k})^2} \right] * 100 \text{ [%]} \quad (1-11)$$

Donde:

$I_{h,k}$  : Armónica de corriente h en el intervalo k de 10 minutos.

$I_{h,i}$  : Valor eficaz (rms) de la armónica de corriente h (para h=2,3, ..., 50), medido cada 3 segundos (para i=1,2,3, ...,200).

$DI_{h,k}$  : factor de distorsión individual de corriente de la armónica h (para h=2,3, ...,50), en el intervalo k de 10 minutos.

$TDD_k$  : factor de distorsión de demanda total (armónicos de corriente).

$I_L$  : Corriente máxima de carga a frecuencia fundamental.

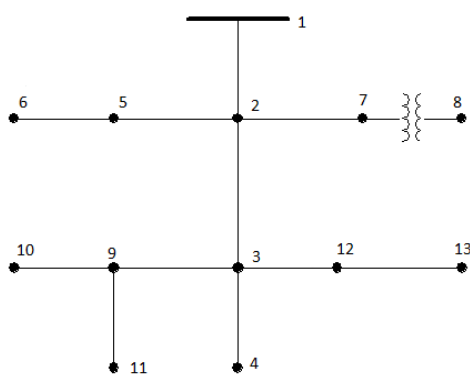
Tabla 0-3 Potencias en los nodos del sistema (ARCONEL 005/18 ) [22].

Nivel máximo de armónicos impares (% de la corriente máxima de demanda)						
$I_{cc} / I_L$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
$< 20^b$	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
$20 < 50$	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
$50 < 100$	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
$100 < 1000$	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
$> 1000$	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0
$< 20^b$	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
$20 < 50$	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0

## CAPITULO 2: Modelado del Sistema Eléctrico

### 2.1 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA IEEE DE 13 BARRAS

Para poder determinar el o los puntos críticos en un sistema de distribución tipo isla y poder implementar una de las diferentes técnicas para la mitigación de sobrevoltajes transitorios, se emplea un alimentador de prueba de distribución (Distribution Test Feeder), el cual se encuentra disponible en la página virtual de PES-IEEE (Power Energy Society-Institute of Electrical and Electronics Engineers), dicho sistema de distribución se encuentra conformado de 13 nodos como se puede observar en la Figura 0.1.



*Figura 0.1 Alimentador de 13 nodos para pruebas IEEE*

Este alimentador es muy pequeño y sin embargo muestra algunas características:

- Corto y relativamente cargado para un alimentador de 4.16 kV
- Líneas aéreas y subterráneas con variedad de ajuste de fase
- Banco de condensadores
- Transformador en línea
- Punto de desbalance y cargas distribuidas

En la página del PES-IEEE se encuentra disponible el mismo alimentador de prueba, pero con una versión alterna en la que incluye un regulador conectado entre los nodos 1 y 2, sin embargo, para este proyecto se utiliza el modelo sin regulador. En la siguiente Tabla 0-1 presentan la data de entrada de datos.

Tabla 0-1 Datos de la topología del Alimentador de distribución de pruebas IEEE de 13 nodos

i	J	L(km)	R	jX
1	2	0.6096	0.3375	1.0478
2	3	0.6096	0.3375	1.0478
3	4	0.3048	0.3375	1.0478
2	5	0.1524	1.3294	1.3471
5	6	0.09144	1.3294	1.3471
2	7	0.1524	0.7475	1.1983
7	8	0		
3	9	0.09144	1.3294	1.3471
9	10	0.09144	1.3292	1.3475
9	11	0.24384	1.3425	0.5124
3	12	0	0	0
12	13	0.1524	0.7891	0.4041

Los valores de resistencia (R) y reactancia (X) se obtienen modelando la separación de las líneas aéreas y subterráneas mediante las ecuaciones de Carson's, para lo cual se ha asignado una configuración diferente para cada tramo del alimentador de prueba. En las siguientes figuras se muestra las distancias de separación entre los conductores de fase y el conductor neutro para las líneas aéreas y subterráneas.

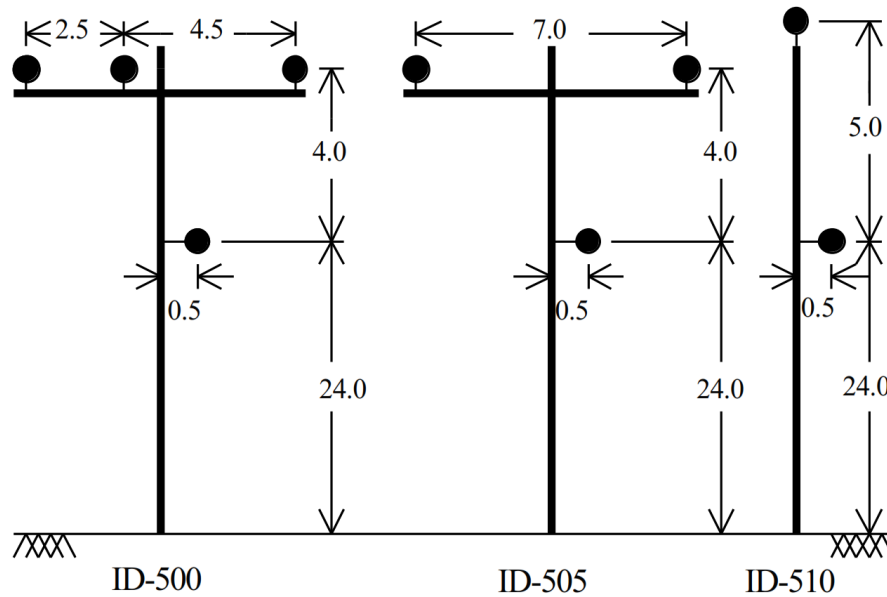


Figura 0.2 Espaciado de líneas aéreas [24].

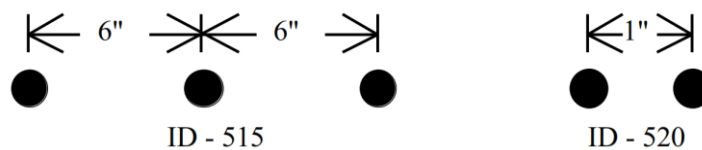


Figura 0.3 Espaciado de líneas subterráneas [24].

Para el análisis la IEEE propone que las cargas sean desbalanceadas, considerando cargas específicas para cada fase.

Tabla 0-2 Potencias en los nodos del sistema.

Nodo	Carga Modelo	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
8	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
5	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
6	D-Z	0	0	230	132	0	0
11	Y-Z	128	86	0	0	0	0
3	D-PQ	385	220	385	220	385	220
13	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
12	D-I	0	0	0	0	170	151
10	Y-I	0	0	0	0	170	80
2	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

En la Tabla 0-3 se enumera los códigos que se utilizaron para describir las diversas cargas.

Tabla 0-3 Códigos de modelo de carga.

Código	Conexión	Modelo
Y-PQ	Estrella	KW y kVAr constantes
Y-I	Estrella	Corriente constante
Y-Z	Estrella	Impedancia constante
D-PQ	Delta	KW y kVAr constantes
D-I	Delta	Corriente constante
D-Z	Delta	Impedancia constante

Por defecto el sistema cuenta con bancos de condensadores ubicados en nodos específicos.

Tabla 0-4 Bancos de Condensadores conectados

Nodo	Ph-1	Ph-2	Ph-3
	kVAr	kVAr	kVAr
10	0	0	100
13	200	200	200

Tabla 0-5 Información de Transformador

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
<b>TRANSFORMADOR</b>	500	4.16 - Gr W	0.48 - Gr W	1.1	2

Los resultados de p.u. obtenidos de la IEEE serán los valores de cabecera para el desarrollo de este proyecto, ver Tabla 0-6.

Tabla 0-6 Voltajes de cabecera por fase en p.u.

Ph-1	Ph-2	Ph-3
p.u.	p.u.	p.u.
1.021	1.042	1.0174



El voltaje base línea-línea en el que el sistema opera es de 4160 V. La PES-IEEE cuenta con el modelo “IEEE 13 Node Test Feeder” cargado por defecto en la plataforma de MATLAB, en la ventana de comando principal se debe ingresar “**power\_13NodeTestFeeder**” como se aprecia en la **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, y ejecutarlo.

Figura 0.4 Comando del 13 Node Test Feeder para ejecutar en MATLAB.

El modelo de 13 nodos de la Figura 0.1 de la PES-IEEE se despliega en una ventana nueva dentro de la herramienta de Simulink de Matlab, Figura 0.5.

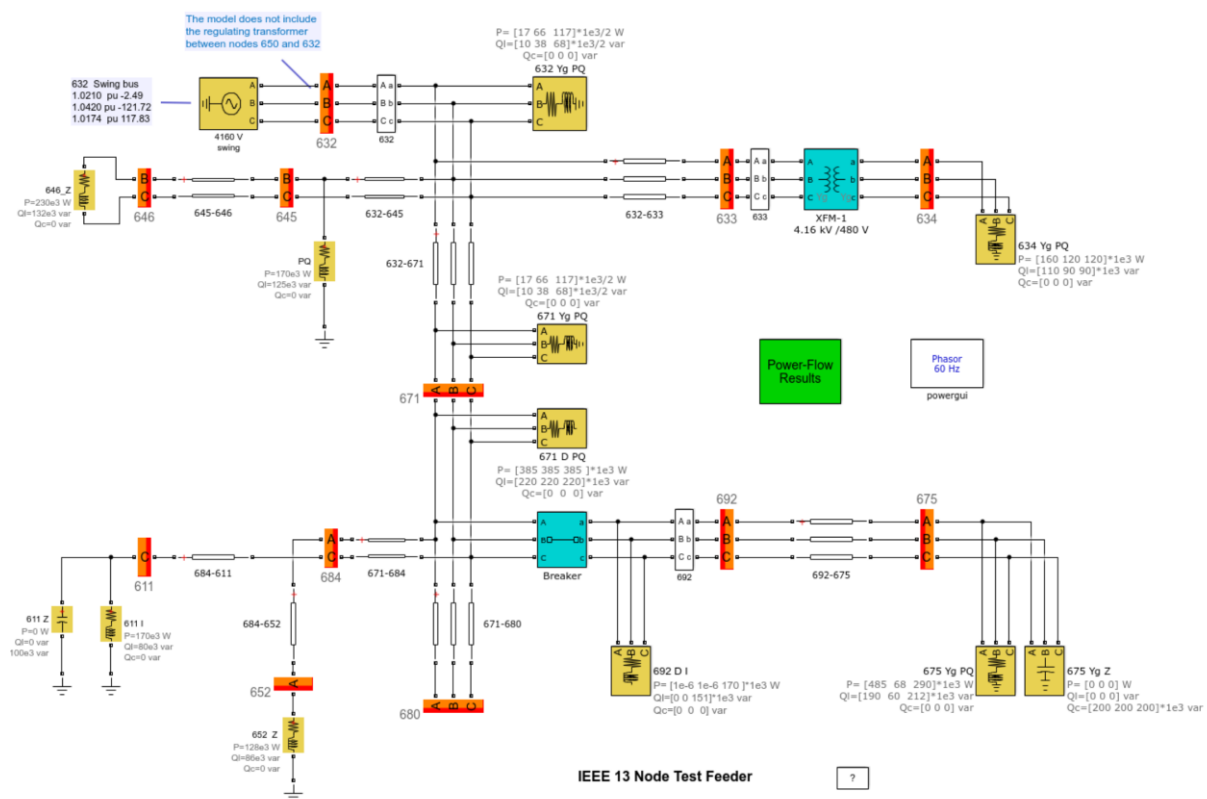


Figura 0.5 “13 Node Test Feeder” presentado en la herramienta de Simulink del IEEE

De esta manera, al ejecutar la simulación se obtiene los valores iniciales en cada nodo del alimentador, un primer análisis considera que el banco de condensadores está conectado desde un inicio en la red.

Tabla 0-7 Data Inicial del sistema

Nodo	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3	Ph-1	Ph-2	Ph-3
	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	V	V	V
1	1230.42	606.99	981.18	343.036	1307.13	590.107	2452.21	2502.65	2443.57
2	1230.42	606.99	981.18	343.036	1307.13	590.107	2452.21	2502.65	2443.57
3	654.864	204.949	68.344	-161.80	582.439	322.256	2370.73	2562.43	2349.04
4							2370.73	2370.73	2349.04
5			169.999	124.999				2480.77	
6			161.489	0.564	79.157	137.545		2476.63	2433.79
7	162.860	114.931	121.780	92.951	121.837	93.070	2444.64	2498.37	2437.22
8	160.000	110.000	120.001	90.000	120.000	90.000	275.41	283.17	275.98
9	123.628	82.754			165.971	-16.567	2366.05		2344.25
10					165.588	-16.953			2339.45
11	122.824	85.522					2352.71		
12	488.189	-0.304	68.342	-161.79	290.618	21.372	2370.71	2526.42	2349.01
13	485	-2.327	68	-162.31	289.999	21.490	2355.25	2532.22	2344.09

Para poder simular los efectos que producen los sobrevoltajes transitorios ocasionados por la maniobra de bancos de condensadores, se considera que los bancos de condensadores están ya definidos en los nodos 10 y 13 respectivamente y que dichos nodos requieren corrección de factor de potencia. Se puede asimilar dichos nodos como grandes cargas (usuarios especiales) y para este caso solo se analizará los efectos ocasionados por la maniobra del banco de condensador trifásico al sistema tipo isla.

Para poder simular los transitorios por maniobras del banco de condensador se coloca un circuit break (switch) ideal en serie, siendo las condiciones utilizadas para simular los transitorios:

- Inicialmente el banco de condensador esta desconectado
- A los 0.02 segundo se cierra el switch conectando el banco a la red.
- A los 0.1 segundos se abre el switch desconectando nuevamente de la red.

Estas condiciones permite conocer los efectos que produce el banco de condensadores al ingreso y salida del sistema tipo isla, Figura 0.6 .

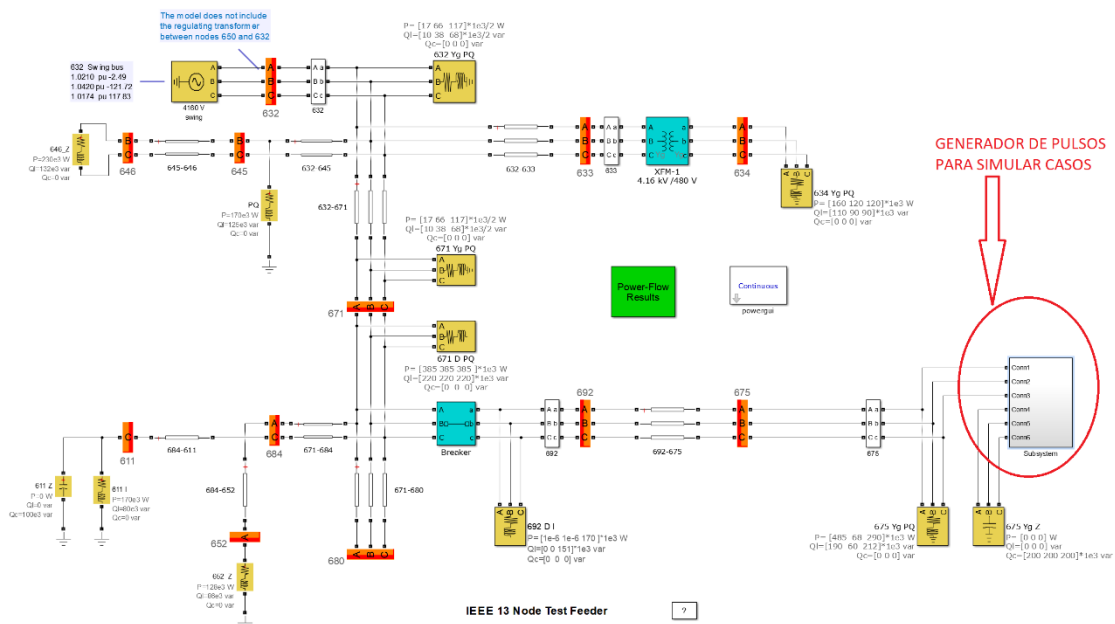


Figura 0.6 “13 Node Test Feeder” con switch para simular ingreso y salida de banco de condensador.

## 2.2 SIMULACION DE ENTRADA Y SALIDA DE BANCO DE CONDENSADOR

Una vez definido el intervalo de apertura y cierre del switch para simular los transitorios ocasionados por el ingreso y salida del banco de condensador y medir las magnitudes de los efectos que provoca en las señales de voltaje, corriente, potencia activa y reactiva en el nodo que está conectado el banco y/o los nodos aledaños a este, con lo cual se determina si es necesario colocar o reubicar la técnica de mitigación propuesta en un punto diferente al de la carga.

### 2.2.1 Análisis en el nodo 13

En el nodo 13 se encuentra conectado la carga trifásica en paralelo al switch y este está en serie con el banco de condensadores para corregir el factor de potencia.

Es la Figura 0.7 se visualiza las 3 componentes de la señal de voltaje y se observa que al momento del cierre del switch se produce un transitorio de sobrevoltajes con una duración de entre 1/60 a 3/120 segundos, siendo este fenómeno a ser mitigado, mientras que al momento de la apertura del switch no se generan transitorios en la señal de voltaje.

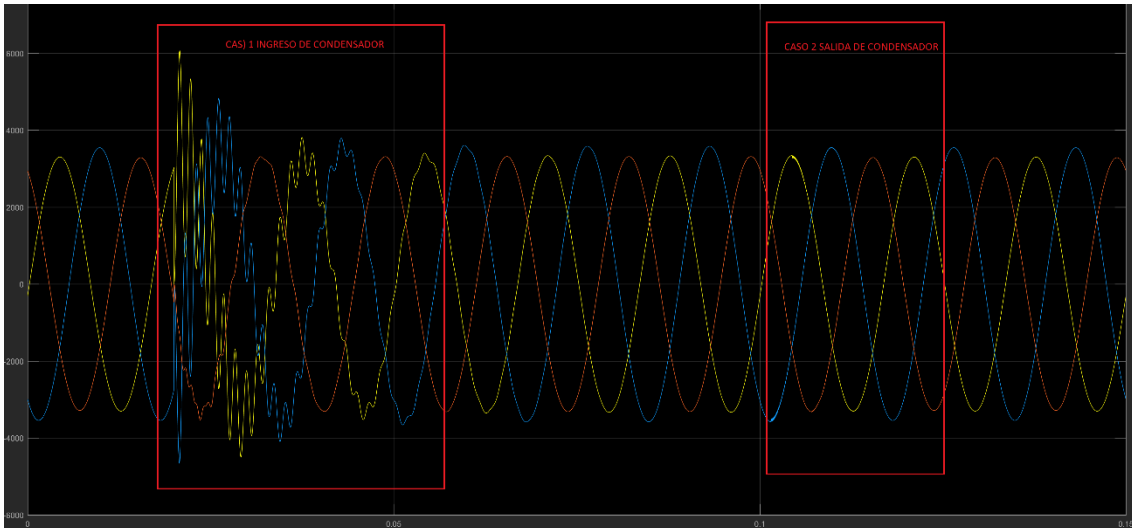


Figura 0.7 Señales de voltaje en el nodo 13.

En la Figura 0.8 las señales de corriente obtenidas en el nodo 13 visualizan los transitorios de corriente al momento del ingreso del banco de condensador, mientras que el momento de salida del banco se visualiza una leve distorsión en las señales de corriente.

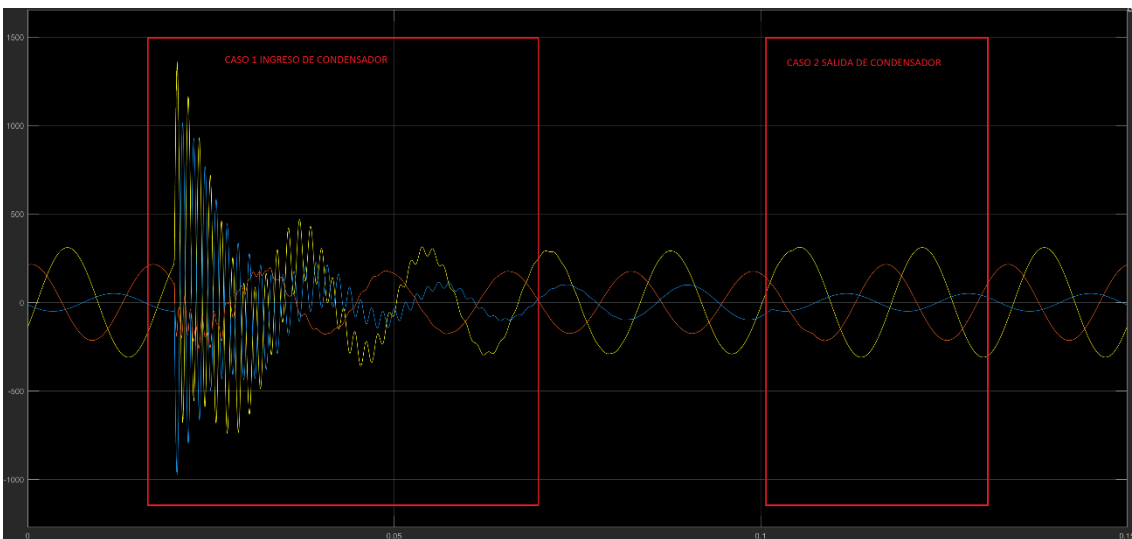


Figura 0.8 Señales de corriente obtenidas en el nodo 13.

En las Figura 0.9 y Figura 0.10 las señales de potencia activa y reactiva obtenidas en el nodo 13 y se observa que al momento del ingreso de los bancos de condensadores el valor del transitorio aumenta a 8 veces para la potencia activa y 4 veces para la potencia reactiva, con una duración de uno a tres periodos de oscilación, obtenidos por la transformada rápida de Fourier. Estos valores de potencia transitoria son los que debe disipar el equipo de conmutación en ese lapso de tiempo.

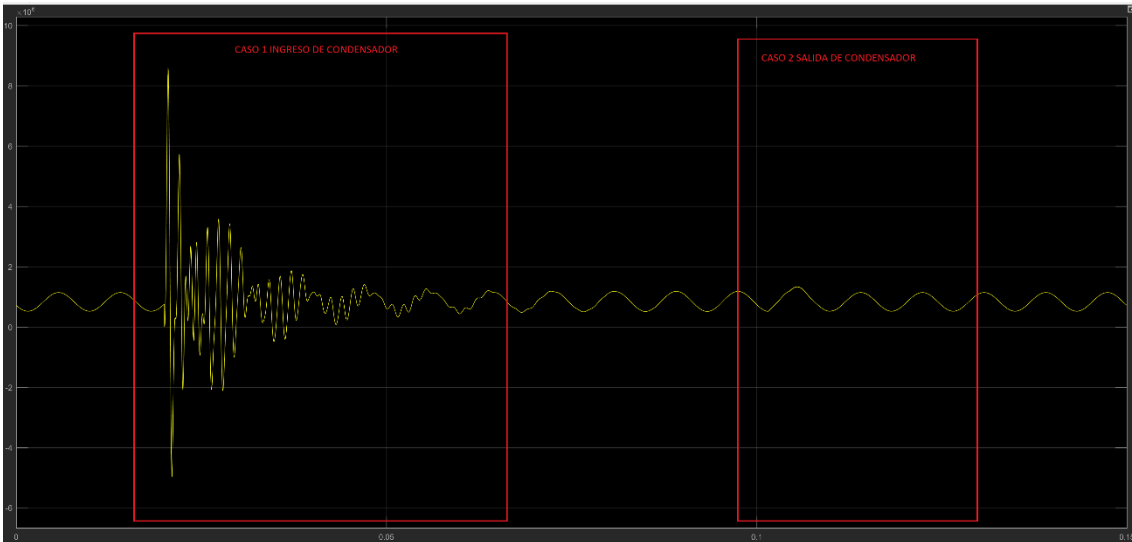


Figura 0.9 Potencia activa en el nodo 13.

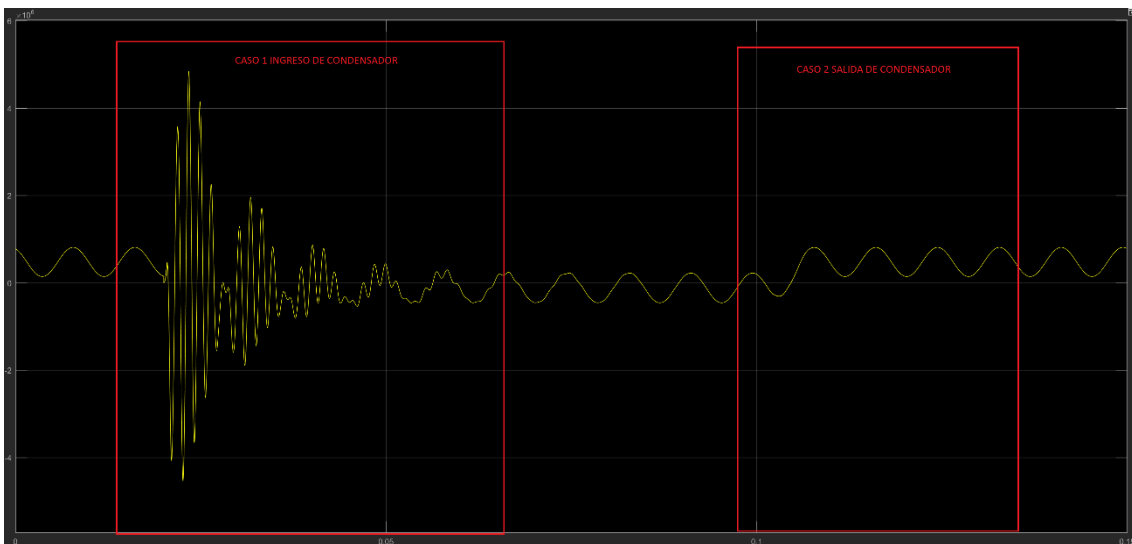
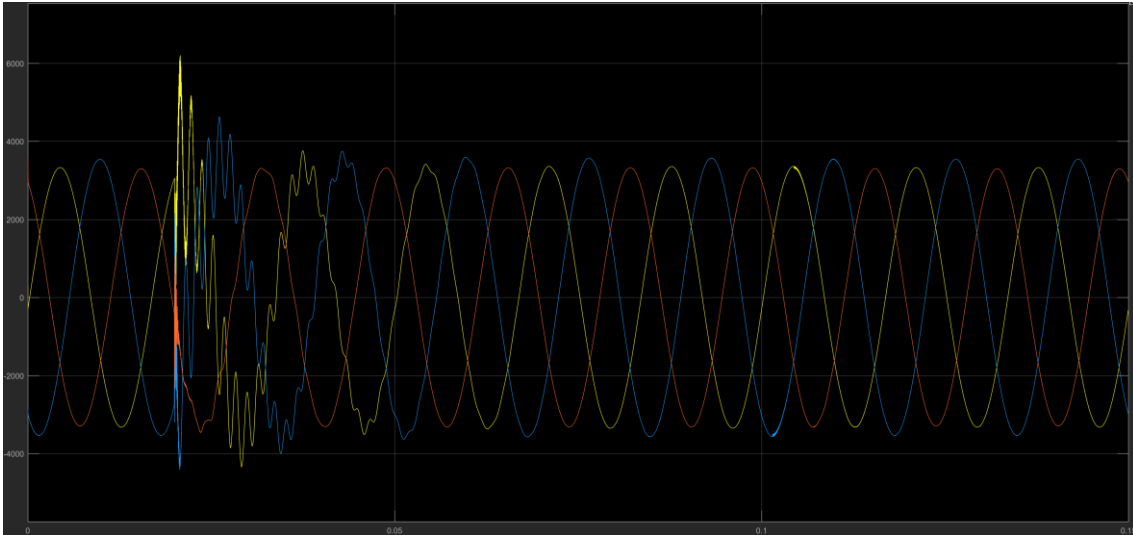


Figura 0.10 Potencia reactiva en el nodo 13.

### 2.2.2 Análisis en el nodo 12

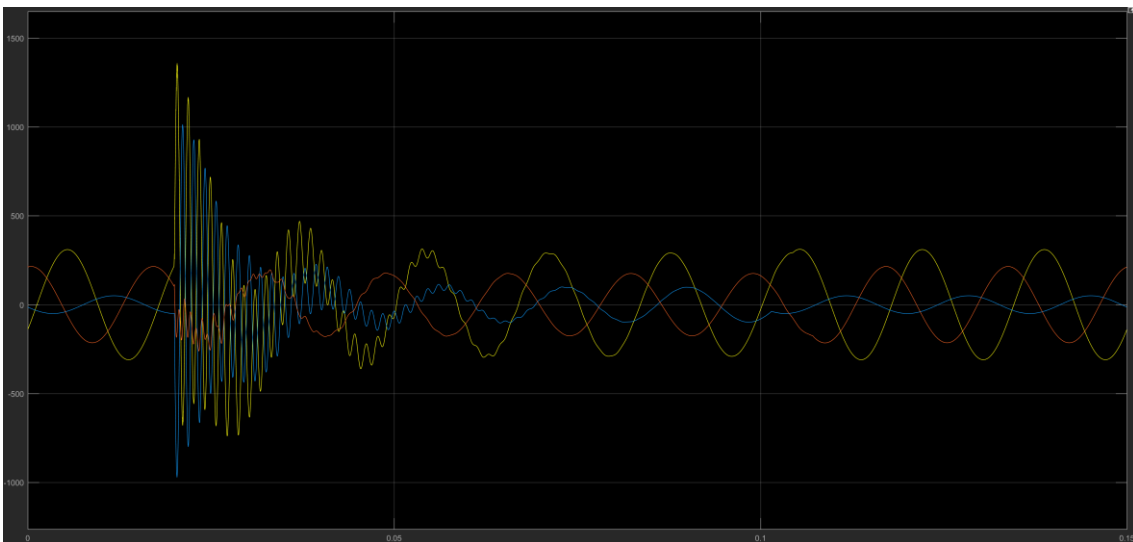
En este caso se obtuvieron los datos de voltaje, corriente y potencia del nodo aledaño al cual está conectado el banco de condensadores, para así poder determinar los efectos que se producen por la maniobra del banco.

En la Figura 0.11 se visualiza las señales de voltaje obtenidas en el nodo 12 y de igual forma se observa que persisten los transitorios al momento del ingreso de los bancos de condensadores, debido a que los transitorios se propagan en forma radial y a su vez se compensan con los valores de resistencia e inductancia de la línea.

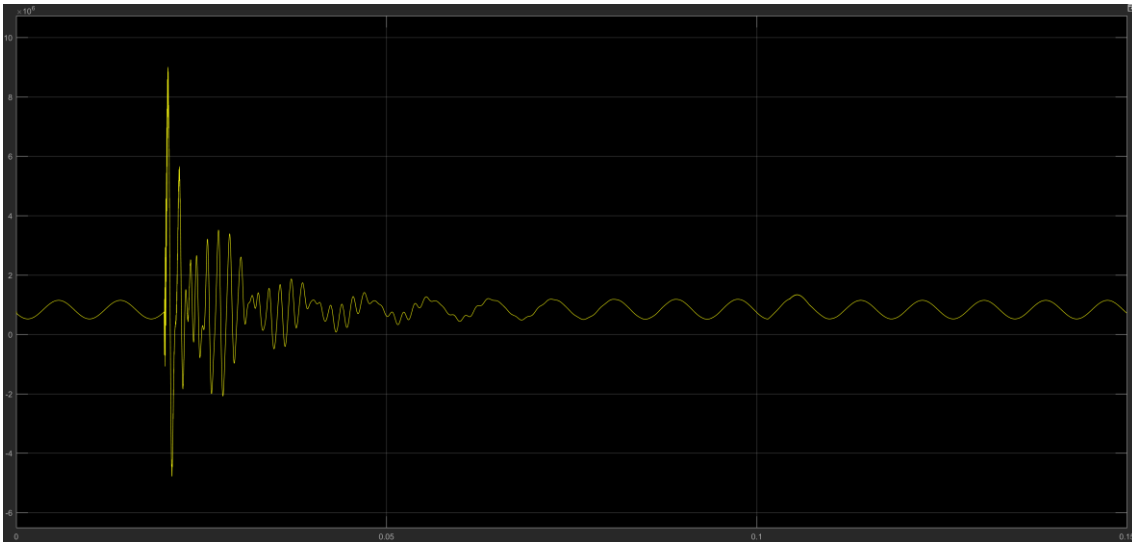


*Figura 0.11 Señales de voltaje en el nodo 12.*

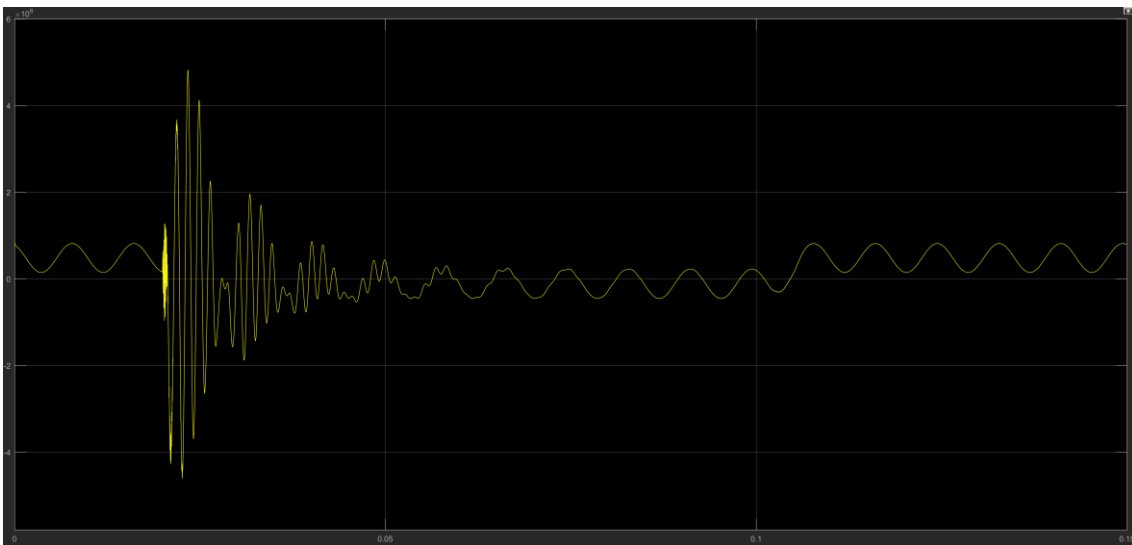
De igual forma se puede observar en las gráficas de corriente y potencia que los transitorios se propagan desde el nodo de origen (nodo 13) hacia los nodos aledaños.



*Figura 0.12 Señales de corriente en el nodo 12.*



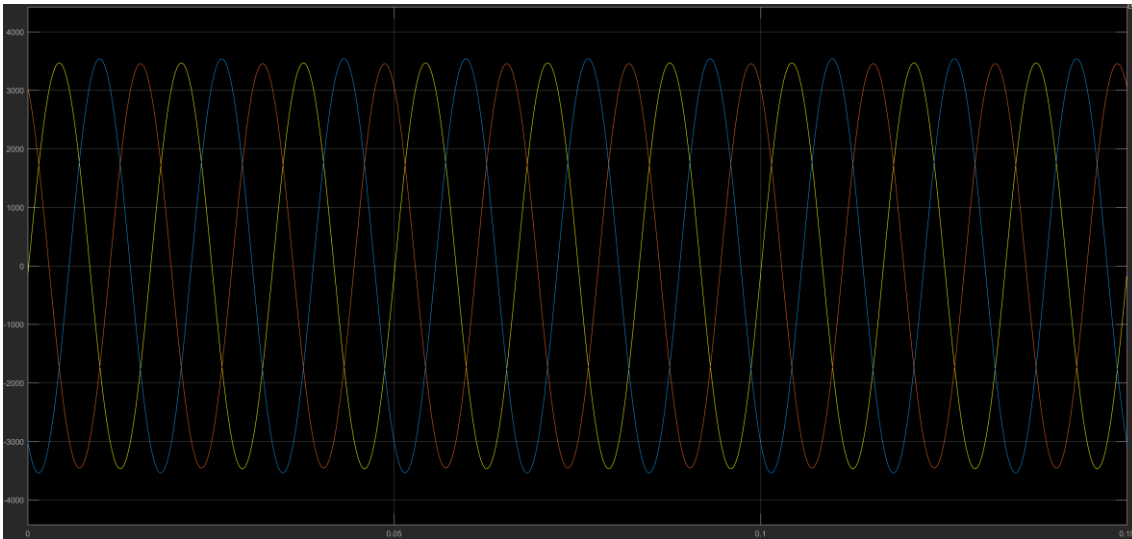
*Figura 0.13 Potencia activa en el nodo 12.*



*Figura 0.14 Potencia reactiva en el nodo 12.*

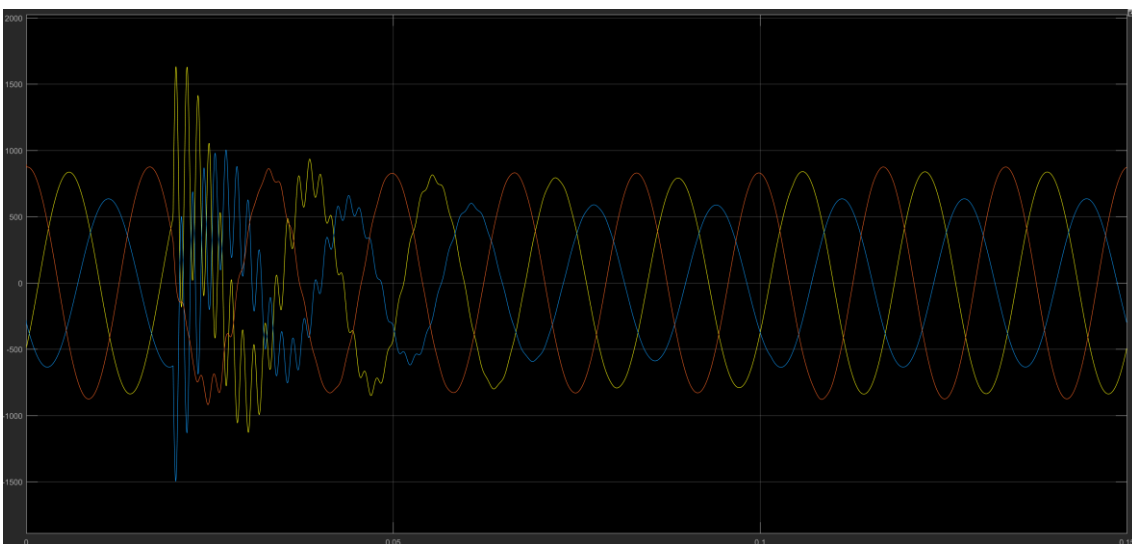
### **2.2.3 Análisis en el nodo 1**

En los casos anteriores se analiza señales de voltaje, corrientes y potencia en el nodo 1 (cabecera), en la Figura 0.15 se observa señales de voltaje que no contienen las componentes transitorias.



*Figura 0.15 Señales de voltaje en el nodo 1.*

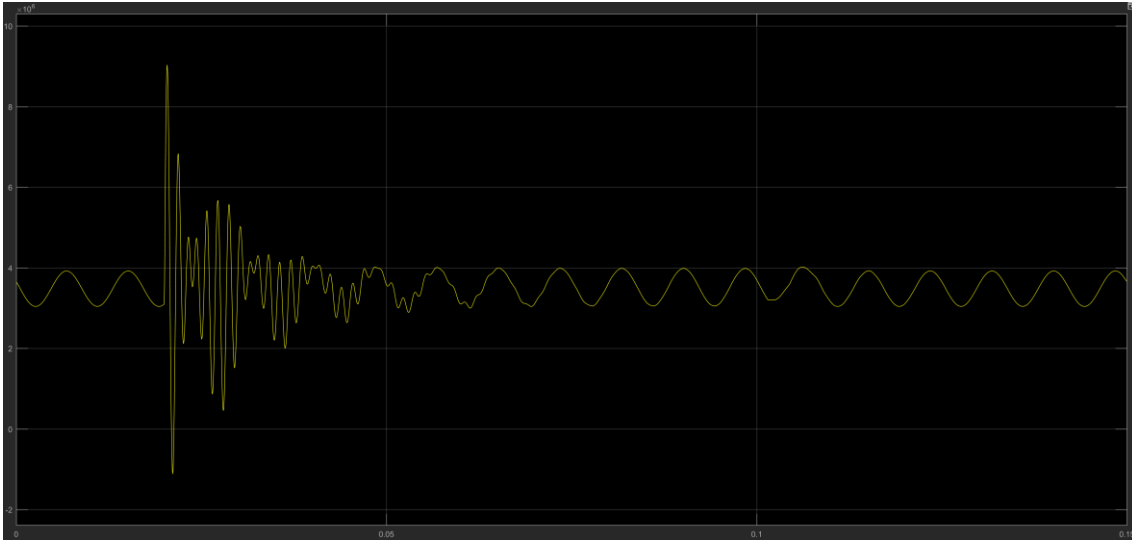
En la Figura 0.16 la señal de corriente indica la presencia de transitorios de sobrecorriente, es menor al generado en el nodo de origen (nodo 13).



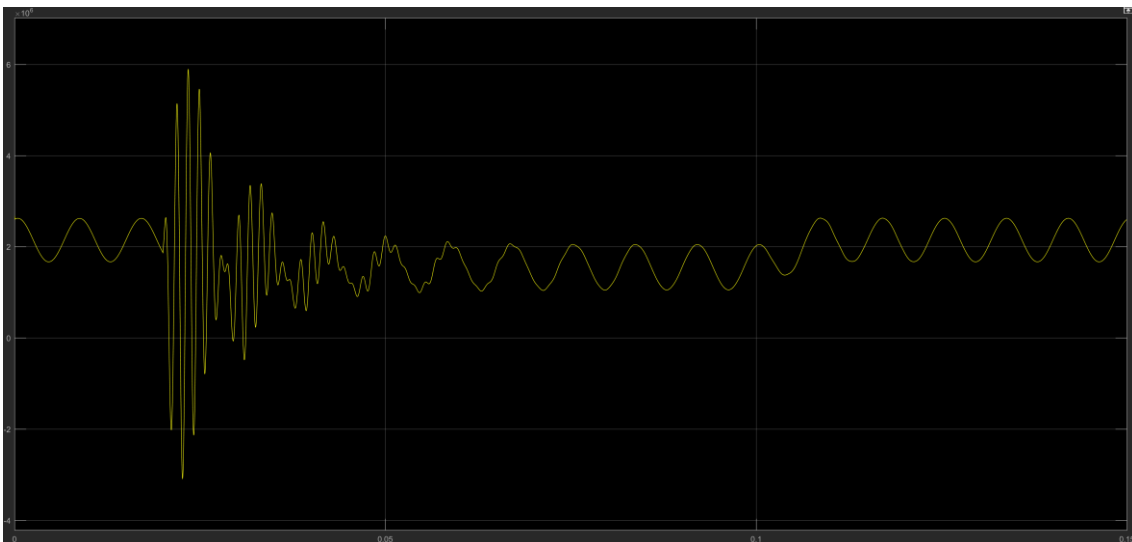
*Figura 0.16 Señales de corriente en el nodo 1.*

La Figura 0.17 y Figura 0.18 la presencia persistente de transitorios en la señal de potencia activa y reactiva respectivamente, ocasionando que el generador suministre una mayor cantidad de energía en el intervalo de tiempo que dura el transitorio para así poder estabilizar el sistema.





*Figura 0.17 Potencia activa en el nodo 1.*



*Figura 0.18 Potencia reactiva en el nodo 1.*

## **2.3 IMPLEMENTACION DE LA TECNICA DE MITIGACION AL SISTEMA TIPO ISLA**

A partir de análisis de las simulaciones de transitorios, se considera que la técnica de mitigación a implementarse debe estar en el nodo de conexión del banco de condensador, debido a que los transitorios se propagan en forma radial y a su vez se compensan con los valores de resistencia e inductancia de la línea.

La técnica de mitigación propuesta para este estudio, es la técnica de los inductores en serie, para determinar los valores RLC del filtro se debe considerar el análisis de las componentes armónicas del nodo. En la Figura 0.19 y Figura 0.20 se presentan las gráficas de THD de voltaje y corriente de una de las fases obtenidas en el nodo de carga y se observa que presenta una mayor cantidad de componente armónica a la frecuencia de 660 Hz, este patrón presente en sus otras dos fases, se realizara el análisis del dimensionamiento de los elementos para la

implementación de la técnica de mitigación y reducir los valores de THD de voltaje y corriente.

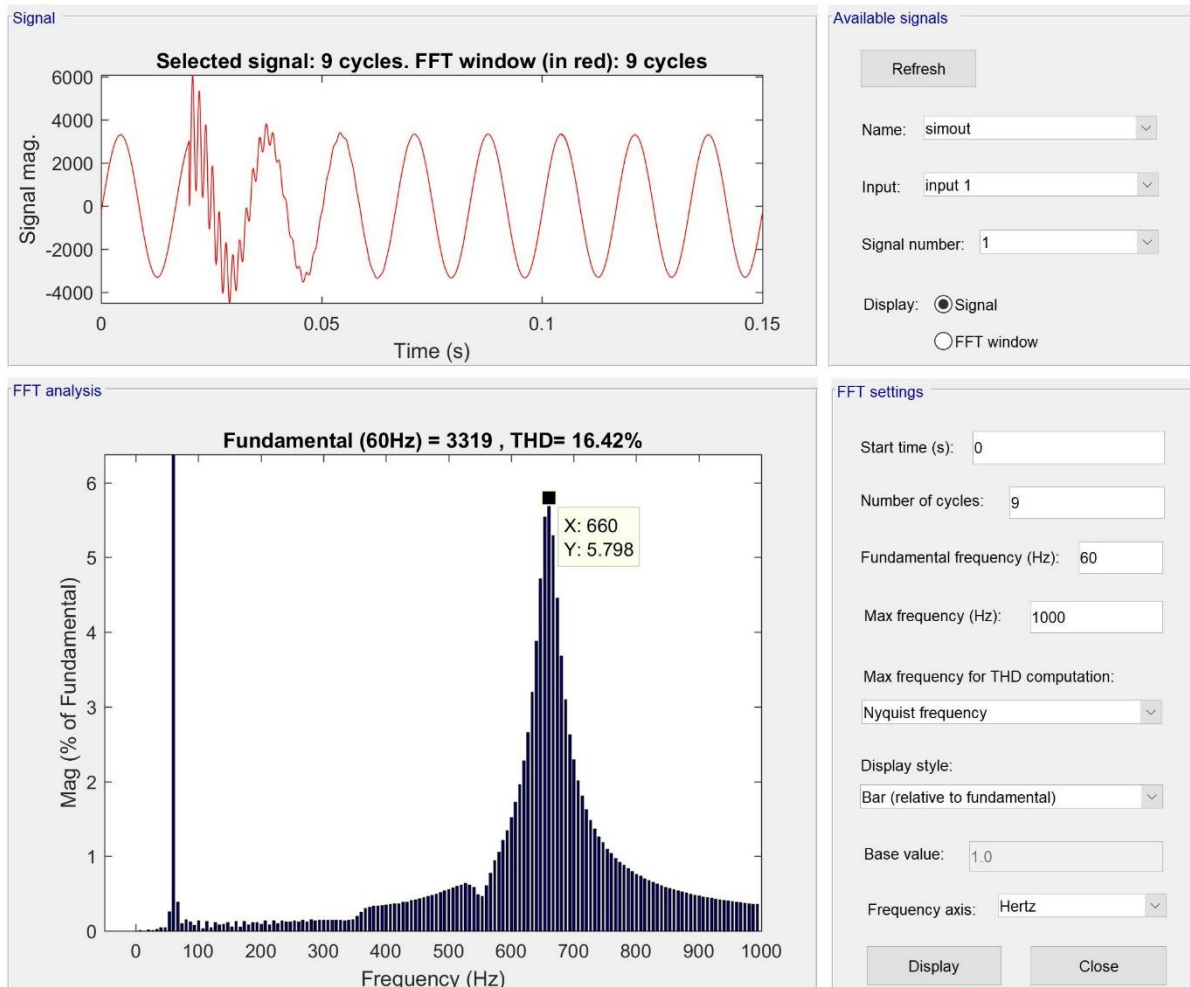


Figura 0.19 THD de voltaje en la fase 1 en el nodo de carga.

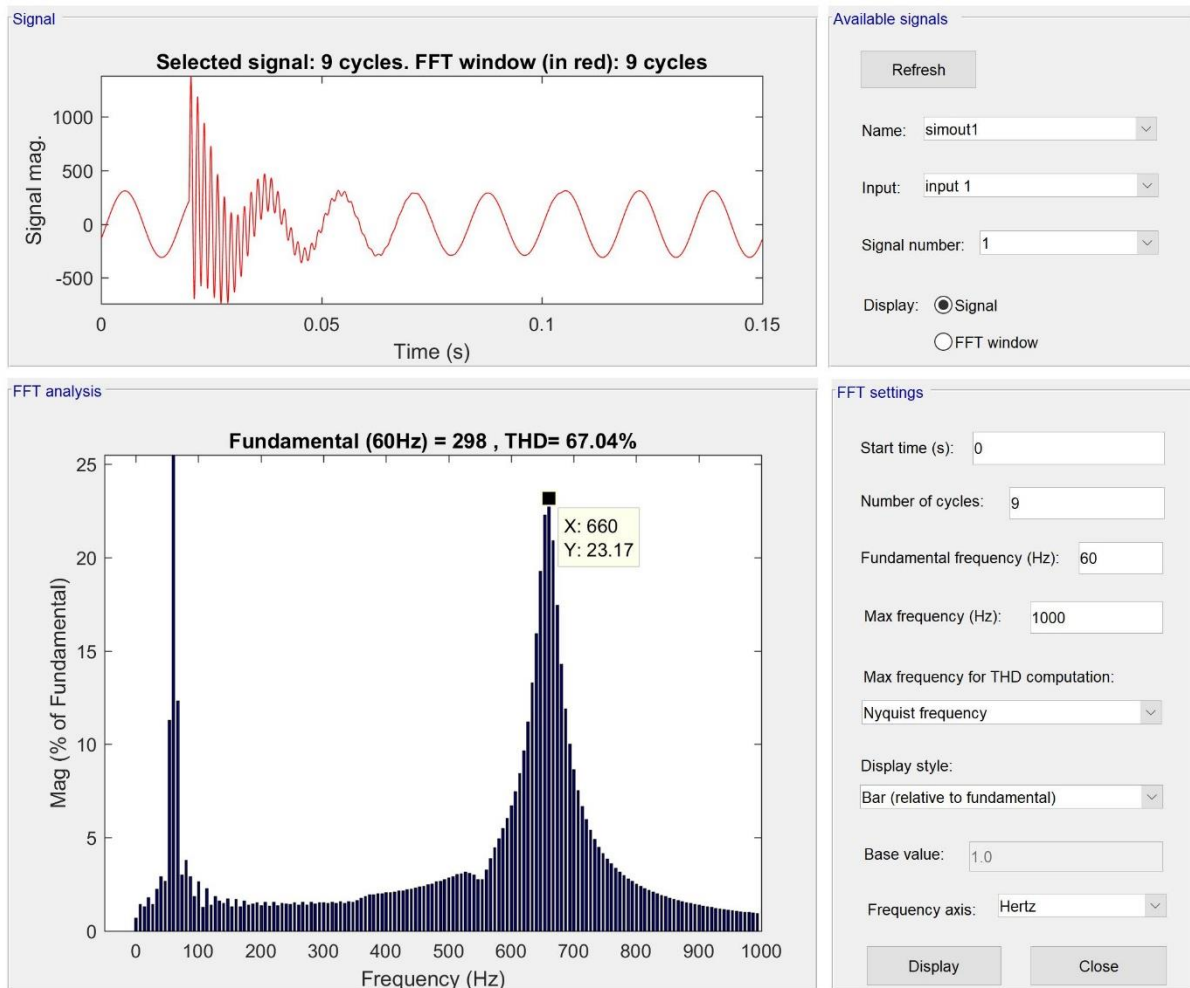


Figura 0.20 THD de corriente de la fase 1 en el nodo de carga.

Para el dimensionamiento de los elementos pasivos (Resistencia e inductancia) donde el circuito en el nodo de carga se toma como un filtro pasa alto pasivo de segundo orden RLC,

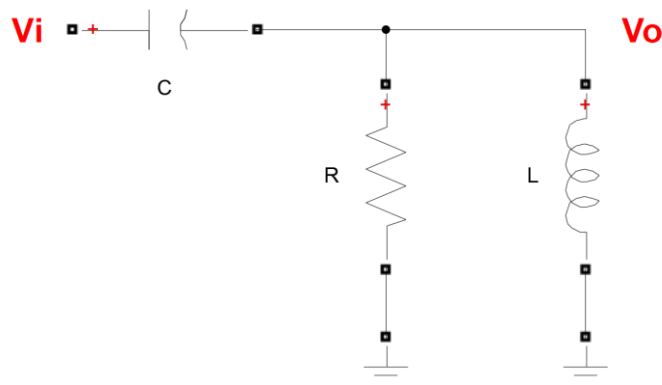


Figura 0.21 Filtro pasa alto pasivo de segundo orden RLC

La función de transferencia del filtro es:

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{s^2}{s^2 + s\frac{R}{L} + \frac{1}{LC}} \quad (2-1)$$

Las ecuaciones para el diseño del filtro RLC se presentan a continuación.

$$C = \frac{Q}{2\pi k f_c R} \quad (2-2)$$

$$L = \frac{R}{2\pi k f_c Q} \quad (2-3)$$

Donde:

$Q$ : factor de calidad.

$k$ : constante de aproximación.

$f_c$ : frecuencia de corte.

$R$ : resistencia.

$L$ : inductor.

$C$ : capacitor.

El valor de  $Q$  y  $k$  dependen de la aproximación que se requiere en el diseño, Tabla 0-8.

Tabla 0-8 Valores del factor de calidad y contaste de acuerdo a cada aproximación..

Aproximación	Factor de calidad Q	Contaste k
Butterworth	0.7071	1.0000
Chebyshev (cresta de 0.01db)	0.7247	1.0231
Chebyshev (cresta de 0.1db)	0.7673	1.0674
Chebyshev (cresta de 0.25db)	0.8093	1.0991
Chebyshev (cresta de 0.5db)	0.8638	1.1286
Chebyshev (cresta de 1db)	0.9564	1.1596
Bessel	0.5771	0.7840

El dimensionamiento utiliza la aproximación de Bessel y a partir de las ecuaciones presentadas anteriormente se obtienen los siguientes resultados.

$$X_c = \frac{V^2}{Q_c} = \frac{4175.14^2}{600e^3} = 29.05 \text{ } [\Omega]$$

$$C = \frac{1}{2\pi f X_c} = \frac{1}{2\pi * 60 * 29.05} = 91.34e^{-6} \text{ } [F]$$

El cálculo de los elementos se realiza a una frecuencia de corte de 660Hz.

$$R = \frac{Q}{2\pi k f_c C} = \frac{0.5771}{2\pi * 0.784 * 660 * C} = 1.94 [\Omega]$$

$$L = \frac{R}{2\pi k f_c Q} = \frac{1.94}{2\pi * 0.784 * 660 * 0.5771} = 1.03e^{-3} [H]$$

Con los valores obtenidos del inductor y resistencia se ingresa el sistema de mitigación al alimentador de prueba, tal como se aprecia en la Figura 0.22.

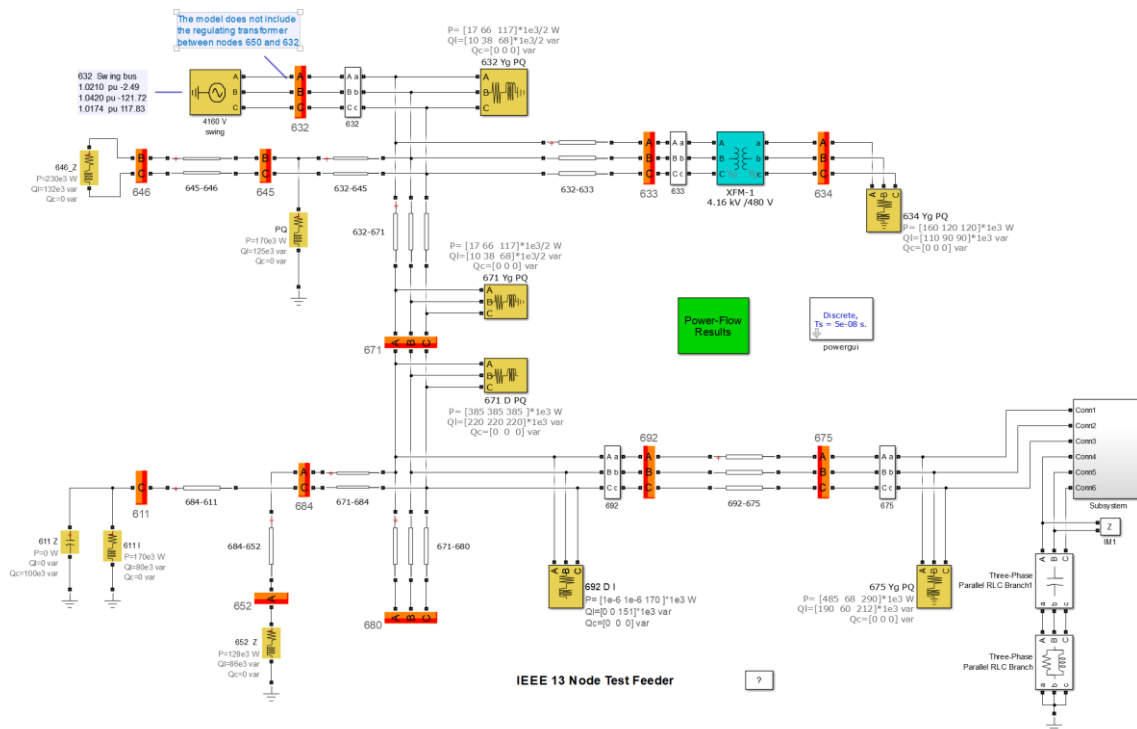


Figura 0.22 Alimentador de prueba con técnica de mitigación.

### 2.3.1 Análisis en el nodo 13

Implementando la técnica de mitigación se obtiene las gráficas de voltaje, corriente y potencia en el nodo de carga (nodo 13) y se observa que se reduce en gran cantidad los transitorios.

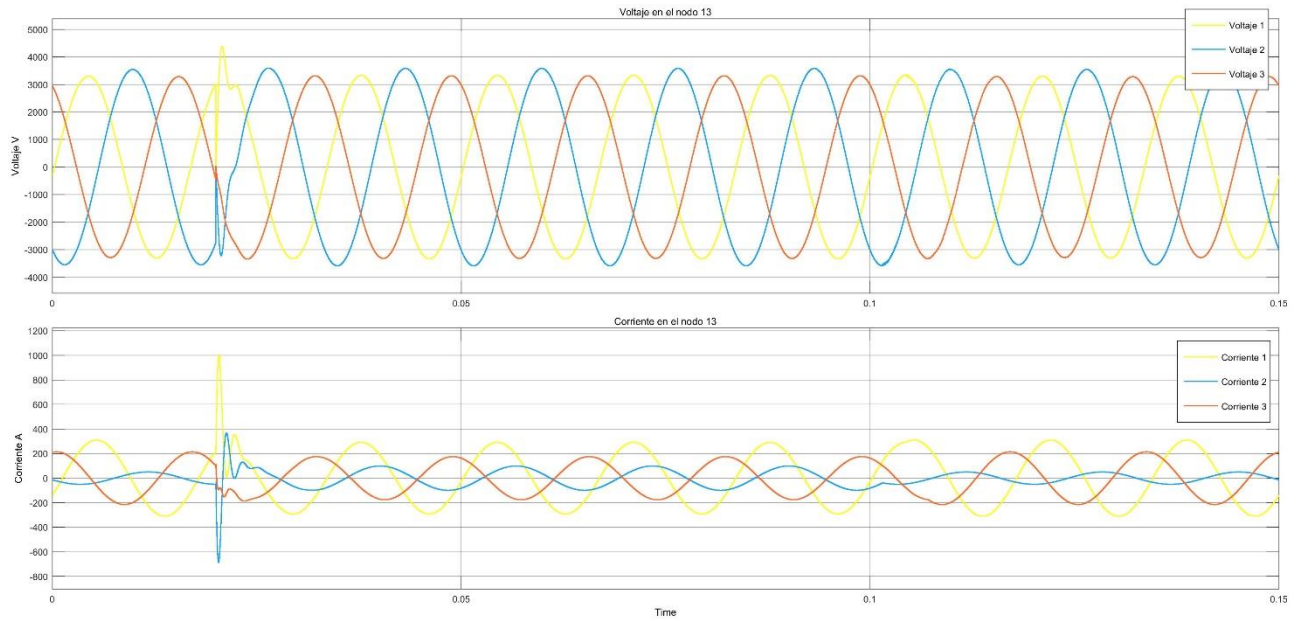


Figura 0.23 Grafica de voltaje y corriente en el nodo 13.

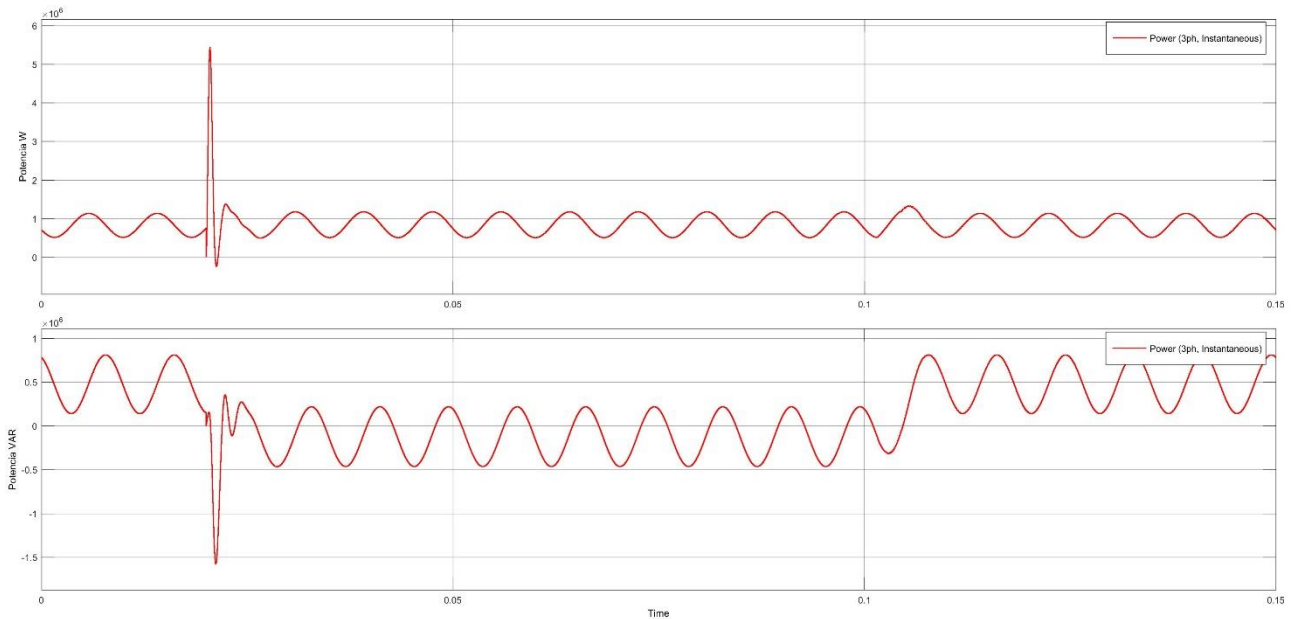
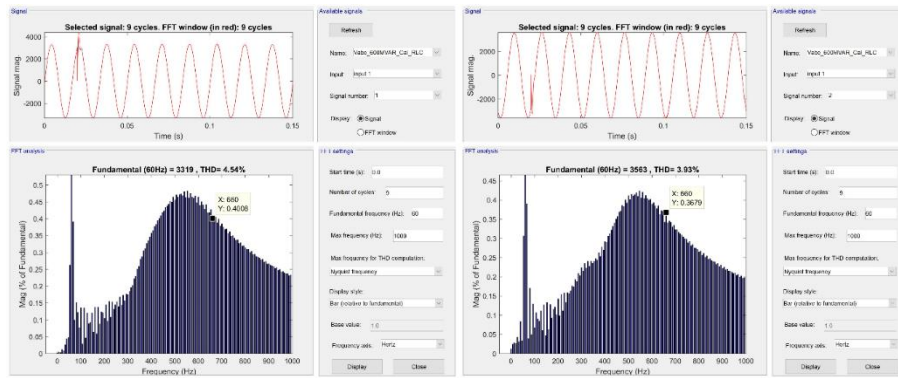


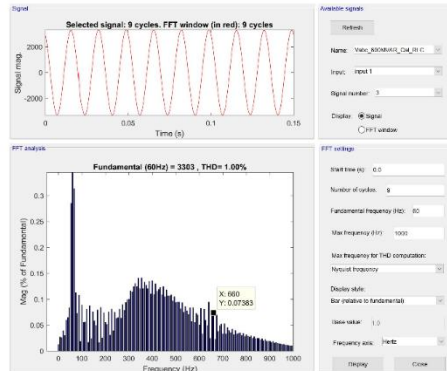
Figura 0.24 Grafica de potencia instantánea en el nodo 13

Para determinar la calidad de la energía se lo realiza a través del análisis de los armónicos, dichas graficas son obtenidas en el nodo de análisis. Al realizar un análisis de las gráficas de THD obtenidas, se observa que el valor de THD se reduce a la frecuencia de 660Hz, debido a que se diseñó el filtro pasa alto a esta frecuencia de corte.



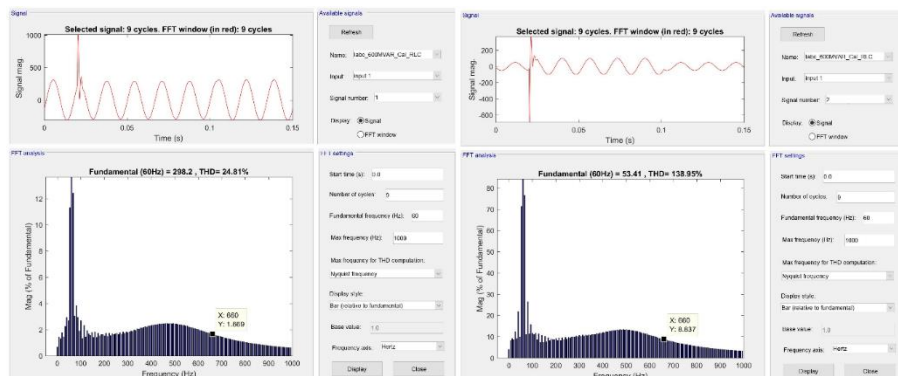
a

b



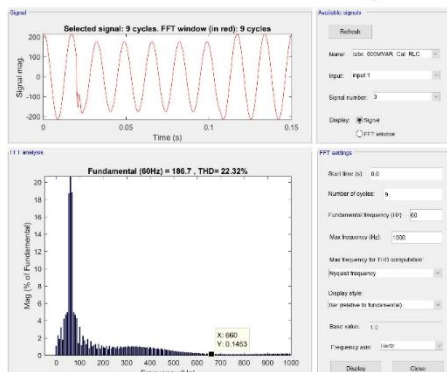
c

Figura 0.25 THD con técnica de mitigación en el nodo 13.



a

b



c

Figura 0.26 TDD con técnica de mitigación en el nodo 13.

Los valores de THD de voltaje y corriente obtenidos se presentan en la Tabla 0-9 y fueron analizados en un intervalo de 9 ciclos.

Tabla 0-9 Valores de THD de voltaje y corriente en el nodo de carga sin técnica.

THD	Ph-1 [%]		Ph-2 [%]		Ph-3 [%]	
	Sin técnica	Con técnica	Sin técnica	Con técnica	Sin técnica	Con técnica
<b>Corriente</b>	67.06	24.81	357.71	138.95	25.00	22.32
<b>Voltaje</b>	16.42	4.54	13.74	3.93	1.92	1.00

De igual forma se obtiene los valores de las variaciones de voltaje rms en el nodo de análisis.

Tabla 0-10 Valores de variaciones rms.

$\Delta V_k$ (%)	Ph-1 [%]		Ph-2 [%]		Ph-3 [%]	
	Sin técnica	Con técnica	Sin técnica	Con técnica	Sin técnica	Con técnica
<b>Voltaje</b>	-2.2056	-2.2856	2.3513	0.7692	-4.2124	-3.5072

### 2.3.2 Análisis en el nodo 12

Las simulaciones para obtener los valores de voltaje, corriente y potencia en un nodo cercano al nodo de carga y se aprecia que el pico del transitorios se reduce debido a los valores de resistencia e inductancia de la línea.

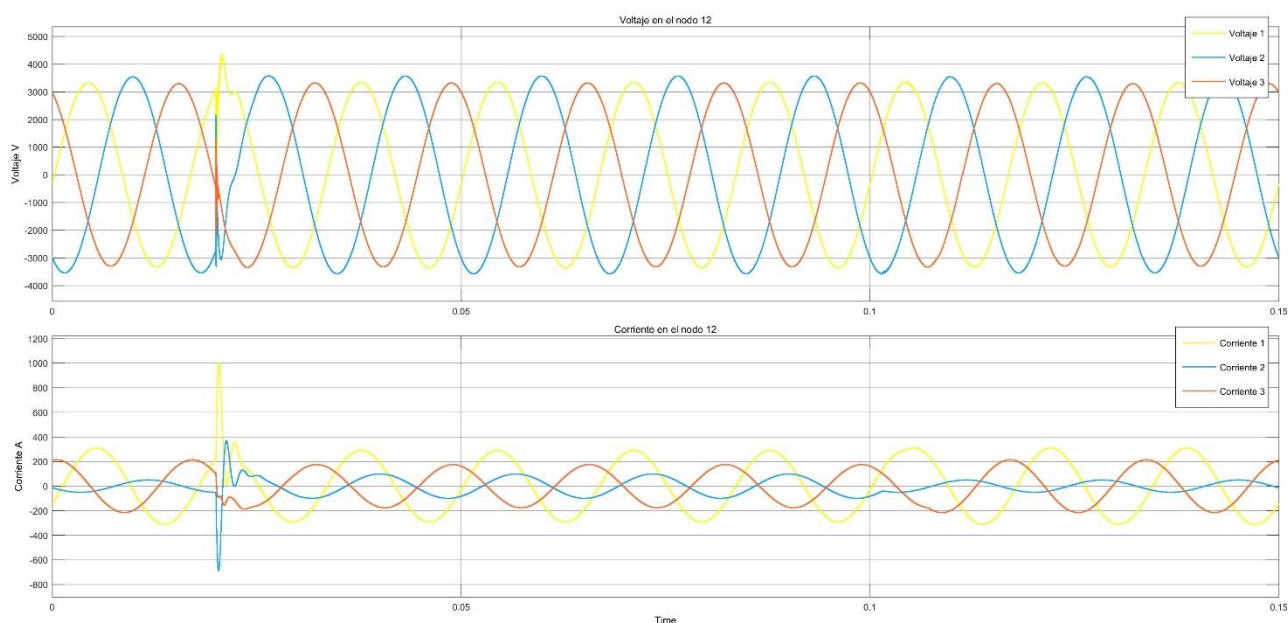


Figura 0.27 Grafica de voltaje y corriente en el nodo 12



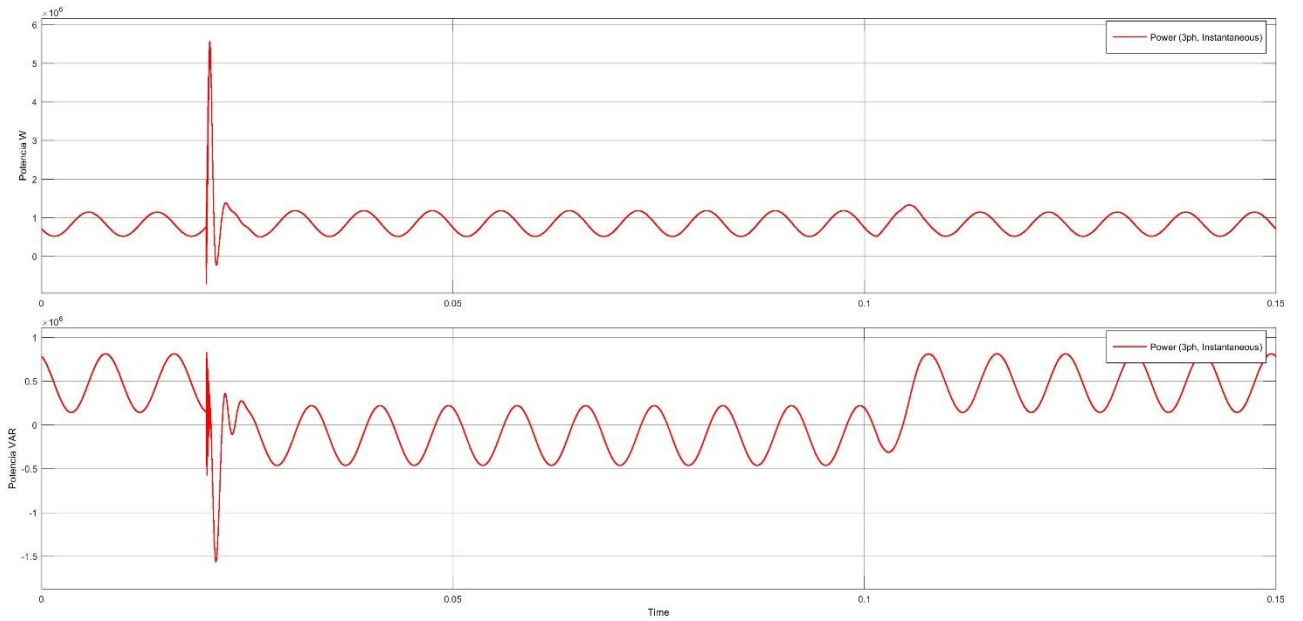


Figura 0.28 Grafica de potencia instantánea en el nodo 12

Para el caso anterior se realiza el análisis de la calidad de energía a partir de las gráficas de THD de voltaje y corriente.

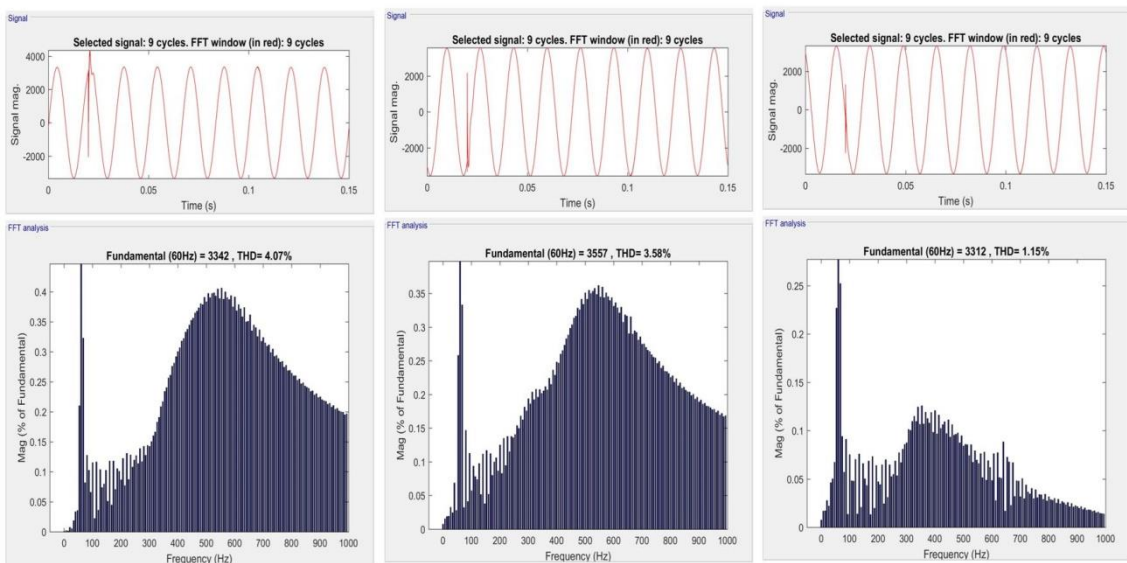


Figura 0.29 THD con técnica de mitigación en el nodo 12.

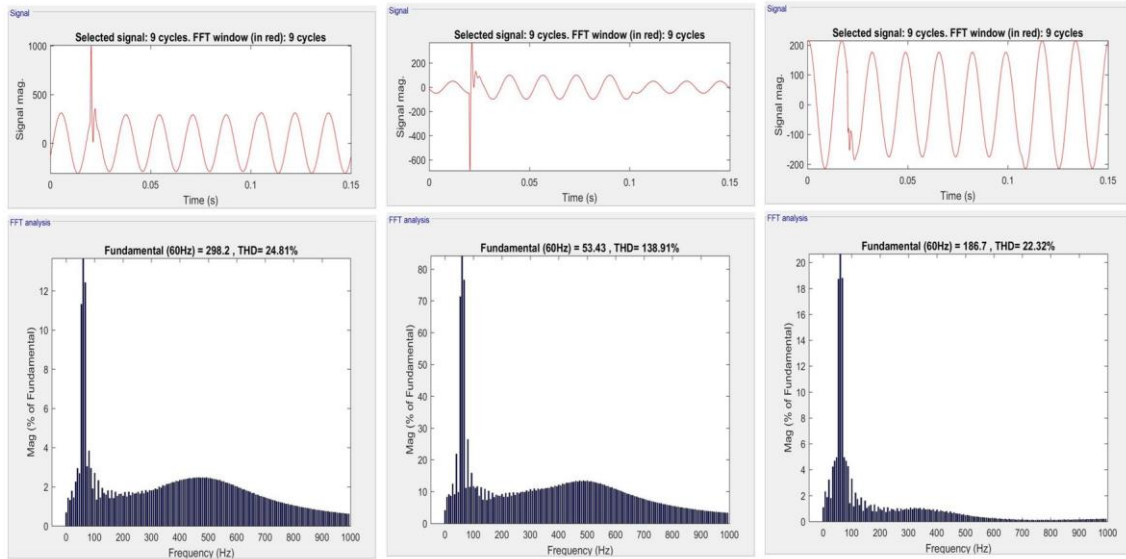


Figura 0.30 TDD con técnica de mitigación en el nodo 12.

Los valores de THD de voltaje y corriente obtenidos se presentan en la Tabla 0-11 y fueron analizados en un intervalo de 9 ciclos.

Tabla 0-11 Valores de THD de voltaje y corriente en el nodo de carga sin técnica.

THD	Ph-1 [%]		Ph-2 [%]		Ph-3 [%]	
	Sin técnica	Con técnica	Sin técnica	Con técnica	Sin técnica	Con técnica
<b>Corriente</b>	67.07	24.81	357.60	138.91	24.97	22.32
<b>Voltaje</b>	14.64	4.07	13.35	3.58	4.85	1.15

Tabla 0-12 Valores de variaciones rms.

$\Delta V_k$ (%)	Ph-1 [%]		Ph-2 [%]		Ph-3 [%]	
	Sin técnica	Con técnica	Sin técnica	Con técnica	Sin técnica	Con técnica
<b>Voltaje</b>	-2.5969	-2.5428	1.4013	0.5763	-4.0468	-3.1511

### 2.3.3 Análisis en el nodo 1

En el nodo de cabecera, los transitorios son aproximadamente cero, persisten los transitorios en las gráficas de corriente y potencia, siendo estos picos un problema a considerar para buscar o mejorar la técnica de mitigación.

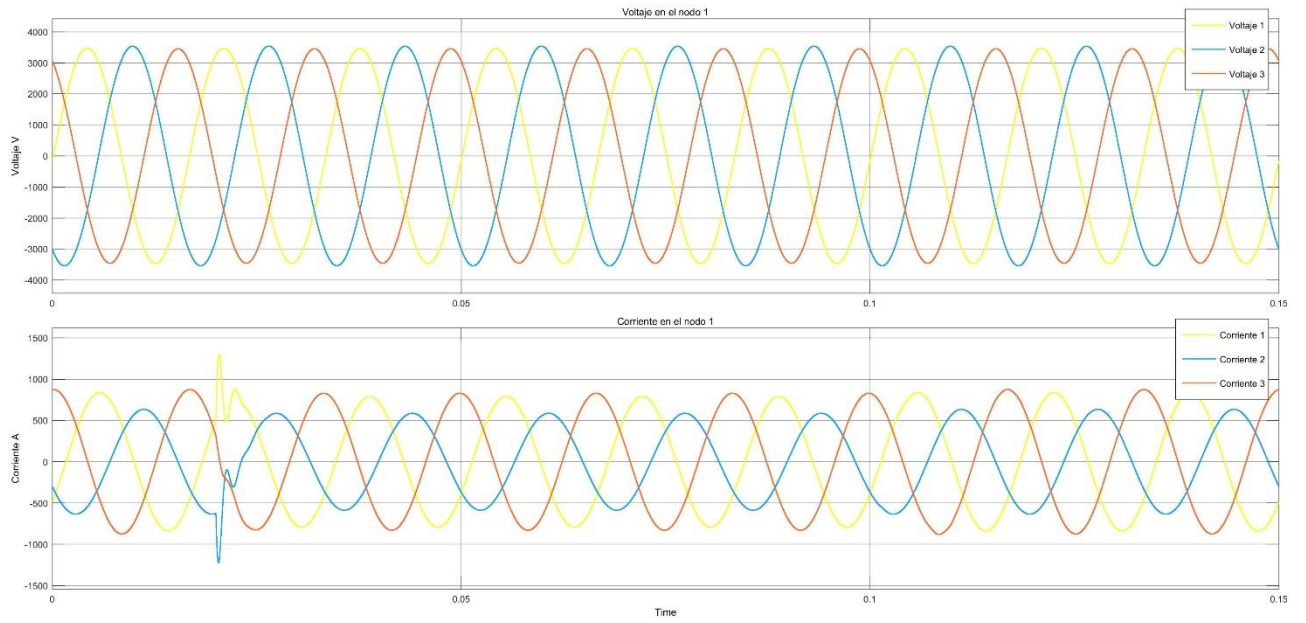


Figura 0.31 Grafica de voltaje y corriente en el nodo 1

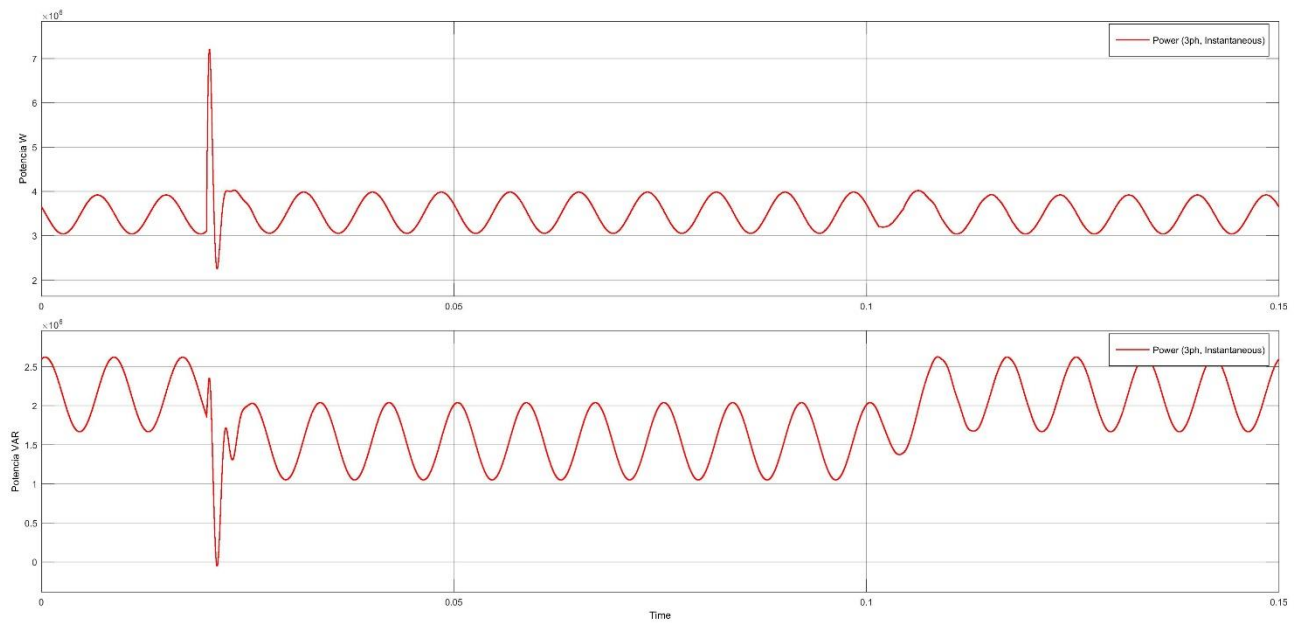


Figura 0.32 Grafica de potencia instantánea en el nodo 1

Se realiza el análisis de la calidad de energía a partir de las gráficas de THD de voltaje y corriente.

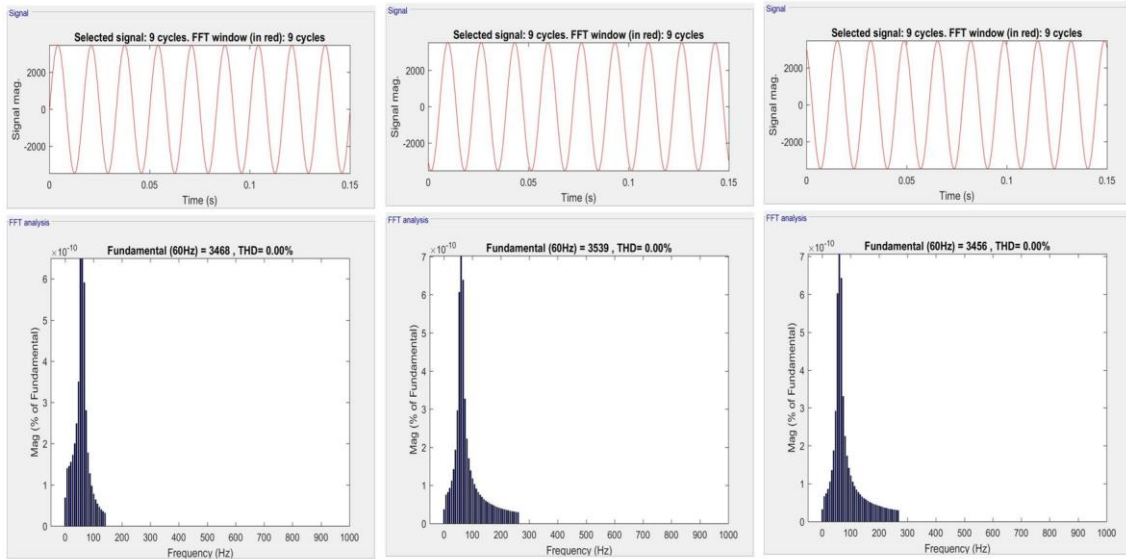


Figura 0.33 THD con técnica de mitigación en el nodo 1.

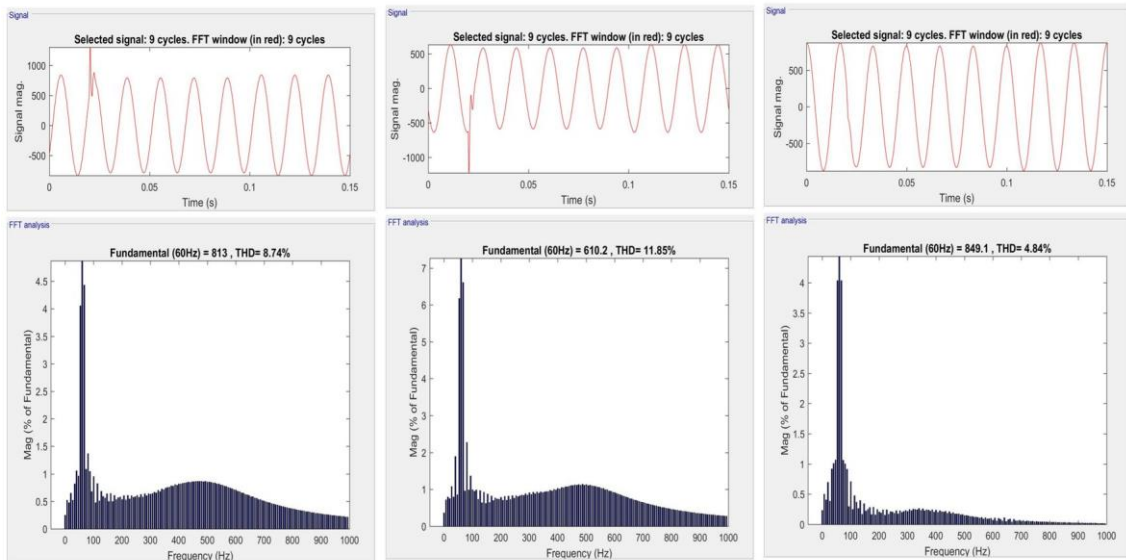


Figura 0.34 TDD con técnica de mitigación en el nodo 1.

Los valores de THD de voltaje y corriente obtenidos fueron analizados en un intervalo de 9 ciclos.

Tabla 0-13 Valores de THD de voltaje y corriente en el nodo de carga sin técnica.

THD	Ph-1 [%]		Ph-2 [%]		Ph-3 [%]	
	Sin técnica	Con técnica	Sin técnica	Con técnica	Sin técnica	Con técnica
<b>Corriente</b>	23.46	8.74	30.04	11.85	5.49	4.84
<b>Voltaje</b>	0.001	0.0000	0.001	0.0000	0.001	0.0000

Tabla 0-14 Valores de variaciones rms.

$\Delta V_k$ (%)	Ph-1 [%]		Ph-2 [%]		Ph-3 [%]	
	Sin técnica	Con técnica	Sin técnica	Con técnica	Sin técnica	Con técnica
<b>Voltaje</b>	-0.1661	0.0000	0.0745	0.0000	0.0940	0.0000

## CAPITULO 3: Análisis de Resultados

Al finalizar todo el estudio en el análisis del estado transitorio de los bancos de condensadores, se puede establecer las diferencias y puntos de interés que se han registrado y visualizado empezando por el análisis de los transitorios por switcheo de bancos de condensadores que se ingresan a la red, el análisis del filtro adecuado para determinar la técnica de mitigación y por último la comparación de las variaciones de voltaje generadas por el ingreso de los bancos de condensadores.

El análisis del estado transitorio se realizó a través del software Matlab y el alimentador de prueba propuesto por la IEEE (ver Figura 0.2), del cual se realizaron varias simulaciones con diferentes escenarios, representan la variación de la carga, sin sistema de compensación de reactivos y con la reubicación del banco de condensadores, los resultados obtenidos nos ayudaron a consolidar las problemas que se presenta al momento que se conecta un banco de condensadores al sistema eléctrico y al generador, ya que se debe suministrar una potencia de 2.5 veces en el momento que ocurre el ingreso del banco de condensador.

Para el diseño del filtro estático se utilizó los resultados del estado transitorio y los valores de THD en cada una de sus componentes armónicas y mediante análisis estadístico lineal se determinó que la mayor preponderación se presenta a la frecuencia de 660Hz y esto se comprobó al variar la carga en el nodo de análisis y en base a la topología de la red, al colocar los inductores de preinserción en serie y el descargador (resistencia) en paralelo se forma un filtro pasa alto de segundo orden, el método de aproximación para el diseño del filtro no presenta gran variación por lo cual se debía ajustar cada uno de los elementos pasivos (inductor, resistencia) del filtro, siendo este filtro la técnica de mitigación implementada en la simulación para reducir los transitorios generador al momento del ingreso del condensador.

Los valores obtenidos con la técnica mitigación propuesta nos indica que no existe una mejora significativa con respecto a las variaciones de voltaje, siendo los resultados muy favorables, dado que los valores obtenidos se encuentran dentro del rango permitido del 6% para medio voltaje, los cuales son supervisados por la distribuidora.

De igual forma que para las variaciones de voltaje, los resultados obtenidos del análisis de los armónicos de voltaje y corriente son muy favorables, ya que presentan una reducción promedio de 2.5 veces con respecto a los resultados de armónicos sin la técnica de mitigación (ver Tabla 0-9); cabe recalcar que algunos de los resultados presentan ruido, el cual se le redujo al realizar la simulación con espacios de muestreo de 5.6e-8 segundos.

Según como se describieron los casos en las subsecciones 2.3.1, 2.3.2 y 2.3.3, los resultados obtenidos del análisis de los nodos aledaños al nodo que está conectada la técnica de mitigación presentan mejoras considerables y reducción del armónico total de voltaje y corriente, esto debido a que los valores de la impedancia de la línea compensan los picos de transitorios.

Otro de los factores a considerar para analizar la calidad de energía es el Factor de Potencia y así evitar penalizaciones por parte de la distribuidora, en la Tabla 3-1 se presenta los valores de cabecera del alimentador de prueba con y sin la técnica de mitigación y banco de condensador.

Tabla 3-1 Valores de potencia total de cabecera.

ITEM	UNIDADES	A	B	C	TOTAL
SIN TECNICA DE MITIGACION	P (kW)	1230,42	981,18	1307,14	3518,74
	Q (kVAR)	607	343,04	590,11	1540,15
	S (kVA)	1371,99941	1039,41841	1434,17042	3841,04064
	FP	0,89680797	0,94397019	0,91142585	0,91609028
CON TECNICA DE MITIGACION	P (kW)	1261,195	984,857	1317,751	3563,803
	Q (kVAR)	261,195	71,613	291,407	624,215
	S (kVA)	1287,95794	987,457205	1349,58725	3618,05696
	FP	0,97922064	0,99736677	0,97641038	0,98500467

Al comparar los resultados de la tabla se observa que con el banco de compensación y con la técnica de mitigación se logra estar dentro del rango permitido de factor de potencia, por cómo se estable en la regulación No. CONELEC – 004/01, el factor de potencia mínimo debe ser 0.92, esperando que se trabaje normalmente con 0.95.

# CAPITULO 4: Conclusiones y Recomendaciones

## Conclusiones

- En base a los resultados obtenidos en el nodo 13 se observa que se está cumpliendo con los valores de THD de voltaje, ya que por normativa para este rango de voltaje el THD permitido es de 8%, mientras que para el TDD de corriente los valores obtenidos están fuera del rango permitido, siendo el rango máximo de TDD de corriente de 15% para el sector industrial. Cabe recalcar que los nuevos valores de TDD de corriente son un tercio de valores obtenidos sin la técnica de mitigación (filtro estático).
- Al ser un filtro estático y al estar calculado para una frecuencia de 660Hz, este cumplirá su función si se le adiciona una nueva carga al sistema, esto se comprueba con las diferentes simulaciones realizadas en las cuales se añadió diferentes tipos de carga (ver anexo), las cuales representan un mismo patrón en las diferentes curvas de voltaje y corriente.
- Al reubicar el banco de condensadores y el filtro estático en un nodo diferente al nodo preestablecido (nodo 13), se comprueba que el filtro cumple con la función de mitigar el sobrevoltaje, esto debido a que el filtro está diseñado en función de la capacidad del banco de condensador, pero a su vez se presenta un bajo factor de potencia en el nodo 13 y logrando compensarse en el nuevo nodo en el cual esta reubicado el banco de condensador.
- El mantener el banco de condensadores reubicado en el nodo aledaño con bajo factor de potencia se comprueba que se presentan pérdidas por transporte de energía, esto debido al que el nodo 13 se encuentra desbalanceado en 1.5 y 5.8 entre sus fases y con un factor de potencia de 0.82.
- Al momento que el banco de condensador se conecta a la red este genera picos de voltaje, corriente y potencia, dichos valores deben ser compensados por el generador que alimenta a la red, el cual debe estar sobredimensionado 3 pu. de su capacidad nominal debido a las reincidencias y pueda inyectar energía dentro del lapso de tiempo que dura el transitorio.
- El mayor problema se presenta cuando la curva de voltaje y corriente está en su máximo y en ese instante se ingresa el banco de condensador, provocando que los valores de voltaje y corriente lleguen a su pico máximo, provocando que las protecciones se disparen (relé 50 e sobrecorriente instantánea y relé 59 de sobrevoltaje), afectando los equipos electrónicos, además, que se genere un aumento en los valores de voltaje y corriente en el lado de bajo voltaje, el cual perjudicaría los equipos conectados a este.
- Los valores de la impedancia de la línea permiten que los valores de los transitorios generados por el ingreso del banco de condensador se compensen, reduciendo considerablemente dichos valores.
- Con el ingreso del banco de condensadores y la técnica de mitigación se mejora los resultados en cabecera, evitando penalizaciones por la distribuidora debido a que se tienen valores favorables de 1.03 veces por encima del 0.95 del factor de potencia.
- Al ser sistemas aislados y al dejar al generador fuera de servicio cuando ocurra un sobrevoltaje o sobrecorriente por transitorios, da como resultado pérdidas económicas



para las otras cargas conectadas a la red, por lo tanto, otra de las posibles soluciones para la técnica de mitigación es sobredimensionar en parte las protecciones 50, 51, 59 y 64, para así evitar que la carga se desconecte de la red.

- Un sobrevoltaje generado por la ingreso o salida de los bancos puede provocar la ruptura del aislamiento de los equipos de sujeción en la red de medio voltaje, además del disparo inadecuado de los dispositivos de protección.

## **Recomendaciones**

- Se recomienda utilizar técnicas de mitigación con filtro dinámicos a diferentes frecuencias y por cada fase, debido a que al ser cargas desbalanceadas cada una de las fases tendrá un diferente comportamiento en la red, además de que el filtro pueda ajustarse a diferentes valores de cargas, permitiendo obtener mejores resultados de los obtenidos en este trabajo.
- Implementar un sistema de control que detecte un transitorio, de tal forma que el generador logre suministrar la demanda en ese lapso de tiempo y así evitar quede fuera de servicio.
- Hacer un análisis de desbalance y de calibración de protecciones y así evitar que estas actúen en caso de que se generen transitorios en la red eléctrica, además de mejorar la confiabilidad del sistema y mantener la vida de los equipos.
- Realizar un análisis de una data en tiempo real del sistema y usar una técnica de mitigación con un controlador dinámico donde se pueda verificar el comportamiento del mismo y ajustar al sistema el filtro.

## Bibliografía

- [1] W. Nan and Z. Xiaoming, “Capacitor-switching based Method of Network Harmonic Impedance Measurement via TLS-ESPRIT Algorithm,” pp. 994–998, 2017.
- [2] S. Committee, I. Power, and E. Society, *IEEE Guide for the Application of Capacitance Current Switching for AC High-Voltage Circuit Breakers Above 1000 V IEEE Power and Energy Society*, vol. 2014. 2014.
- [3] H. Schellekens and H. Schellekens, “Capacitor Bank Switching with Vacuum Circuit Breakers 2008 - Conferences publications Capacitor Bank Switching with Vacuum Circuit Breakers,” 2008.
- [4] S. R. Shete, “Design, Simulation & Practical Analysis of Capacitor Switching Phenomenon.”
- [5] P. Agus, A. Pramana, A. A. Kusuma, and B. S. Munir, “Inrush Current Investigation of Capacitor Bank Switching for 150kV Electrical System in Indonesia,” vol. 1, no. 3, pp. 259–263, 2017.
- [6] I. Switchgear and E. Society, *IEEE Std C37.12<sup>TM</sup>-2008, IEEE Guide for Specifications of High-Voltage Circuit Breakers (over 1000 Volts)*. 2008.
- [7] R. Natarajan, *Power system capacitors*, vol. 22, no. 4. 2006.
- [8] J. Das, *Transients in Electrical Systems: Analysis, Recognition, and Mitigation*. 2010.
- [9] M. R. M. Zavadil *et al.*, “Impact of utility switched capacitors on customer.”
- [10] H. A. P. ARROYO, “MAGNIFICACION DE TENSIONES POR MANIOBRAS DE BANCOS DE CONDENSADORES.” 2008, Costa Rica, p. 89, 2008.
- [11] A. J. Schultz, I. B. Johnson, and N. R. Schultz, “Magnification of Switching Surges,” *Trans. Am. Inst. Electr. Eng. Part III Power Appar. Syst.*, vol. 77, no. 3, pp. 1418–1425, 1958.
- [12] M. Saied, “Analysis of the amplitude and frequencies of the voltage magnification transients in distribution networks due to capacitor switching,” pp. 34–38, 2005.
- [13] S. Committee, I. Power, and E. Society, *IEEE Std C37.100.1<sup>TM</sup>-2007, IEEE Standard of Common Requirements for High-Voltage Power Switchgear Rated Above 1000 V*, no. October. 2007.
- [14] D. M. Dunsmore, E. R. Taylor, and B. F. Wirtz, “Magnification of transient voltages in multi-voltage-level,” vol. 7, no. 2, pp. 664–669, 1992.
- [15] P. System, R. Committee, I. Power, and E. Society, *IEEE Guide for the Protection of Shunt Capacitor Banks*, vol. 2012, no. March. 2013.
- [16] Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis*, vol. 1979. 2000.
- [17] D. S. Padimiti, M. B. Christian, and J. Jarvinen, “Effective transient-free capacitor switching (TFCS) for large motor starting on MV systems,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 1, pp. 1012–1020, 2019.
- [18] IEEE Power and Energy Society, “IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems IEEE Power and Energy Society,” *ANSI/IEEE Std. 519*, vol. 2014, pp. 5–9, 2014.
- [19] CONELEC, “REGULACIÓN No. CONELEC-004/01 CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION EL,” pp. 1–25, 2001.
- [20] Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Std 1250 - IEEE Guide for Identifying and Improving Voltage Quality in Power Systems*, vol. 2011, no. March. 2011.

- [21] ANSI C84.1-2016, “American National Standard for Electric Power Systems and Equipment— Voltage Ratings (60 Hertz),” p. 21, 2016.
- [22] ARCONEL, “ARCONEL 005/18: Calidad de energía de los consumidores.” .
- [23] IEEE Power Engineering Society, *Recommended Practice for Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power Systems*, vol. 2004, no. March. 2005.
- [24] W. H. Kersting, “Radial distribution test feeders,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2, no. WINTER MEETING, pp. 908–912, 2001.

# Anexos

## Anexo 1: Validación de la frecuencia de corte

### 1.1 Validación con valores de potencia inicial

La verificación de la frecuencia de corte utilizada para el diseño se lo realiza a través del software Matlab, para lo cual se utiliza el SEP de prueba y mediante el cual se le añade diferentes tipos de carga y ver su comportamiento. Para este análisis se considera las siguientes variables:

- Tiempo de simple es estado discreto de 5e-08 segundos.
- Tiempo de prueba de análisis de 0.15 segundos.

Para este primer análisis se considera un estado inicial, el cual está constituido por las cargas predeterminadas en la IEEE y sin técnica de mitigación propuesta.

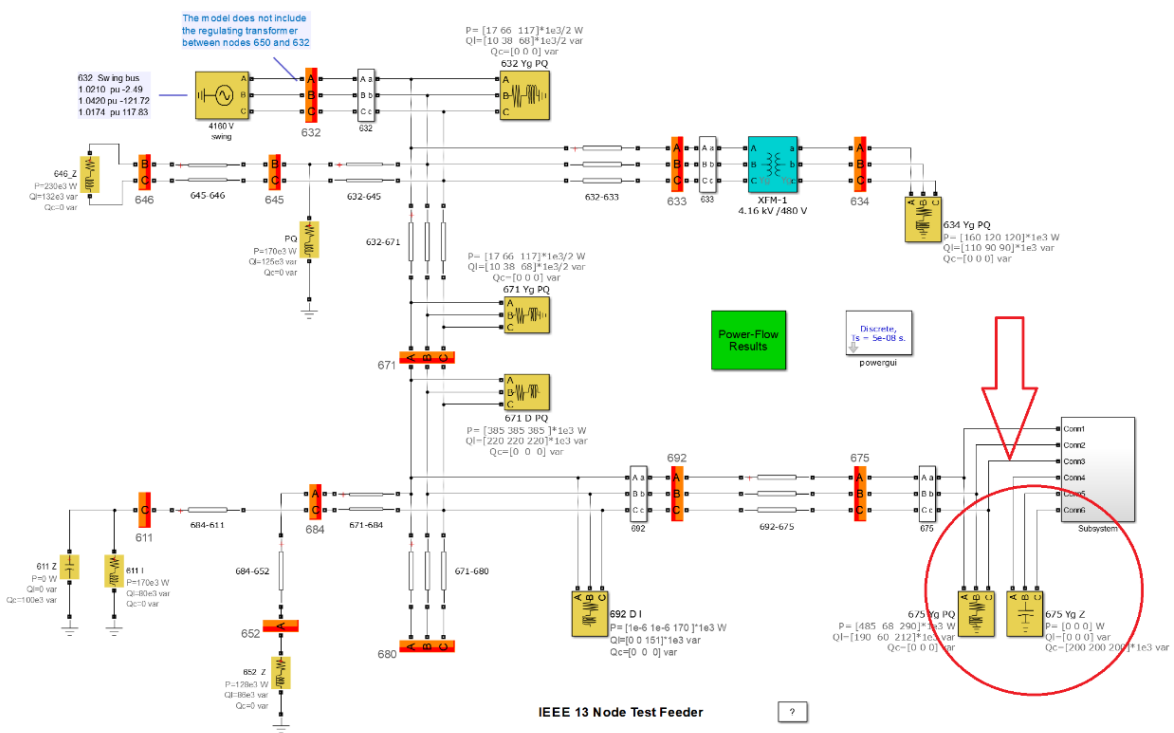


Figura 0.1 Alimentador de prueba con valores iniciales de la IEEE.

Para contrastar que la técnica de mitigación diseñada es la idónea, se debe verificar el comportamiento de la frecuencia en el nodo en el que estará conectado el filtro (nodo 13). Los resultados de THD de voltaje y corriente se presentan en las dos siguientes gráficas.

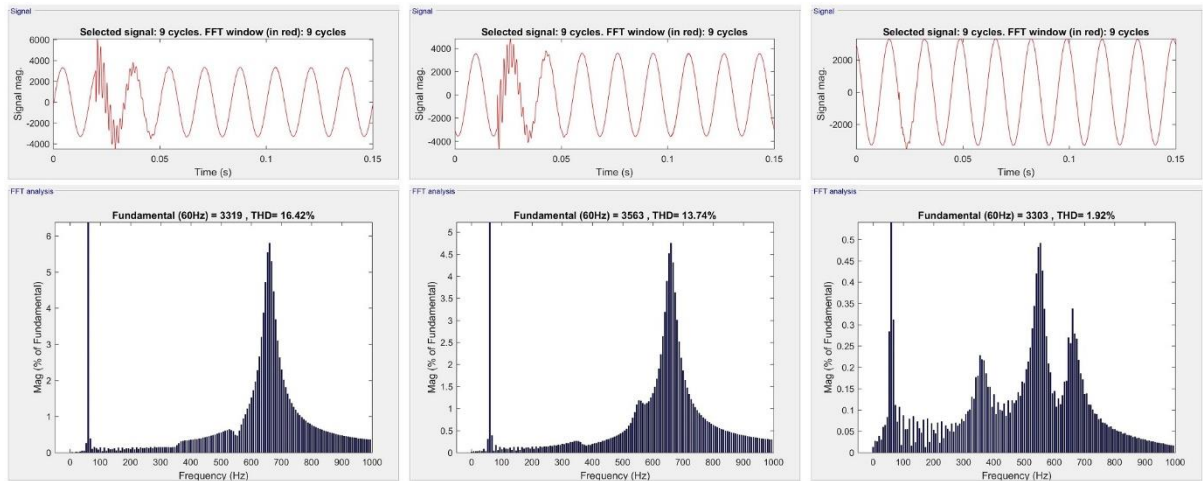


Figura 0.2 THD voltaje en el nodo 13.

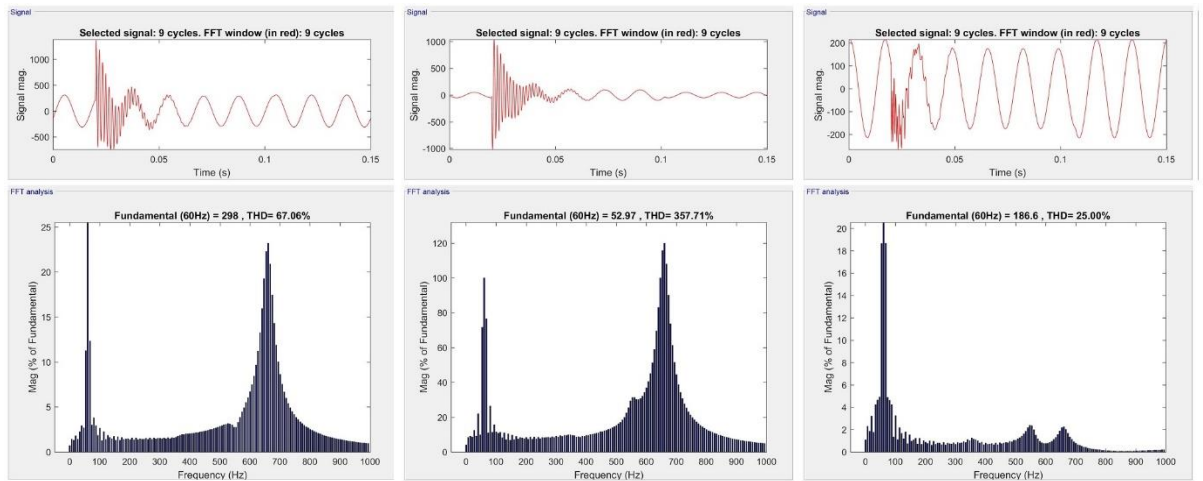


Figura 0.3 THD corriente en el nodo 13.

Se obtiene los valores de voltaje, corriente y potencia respectivamente.

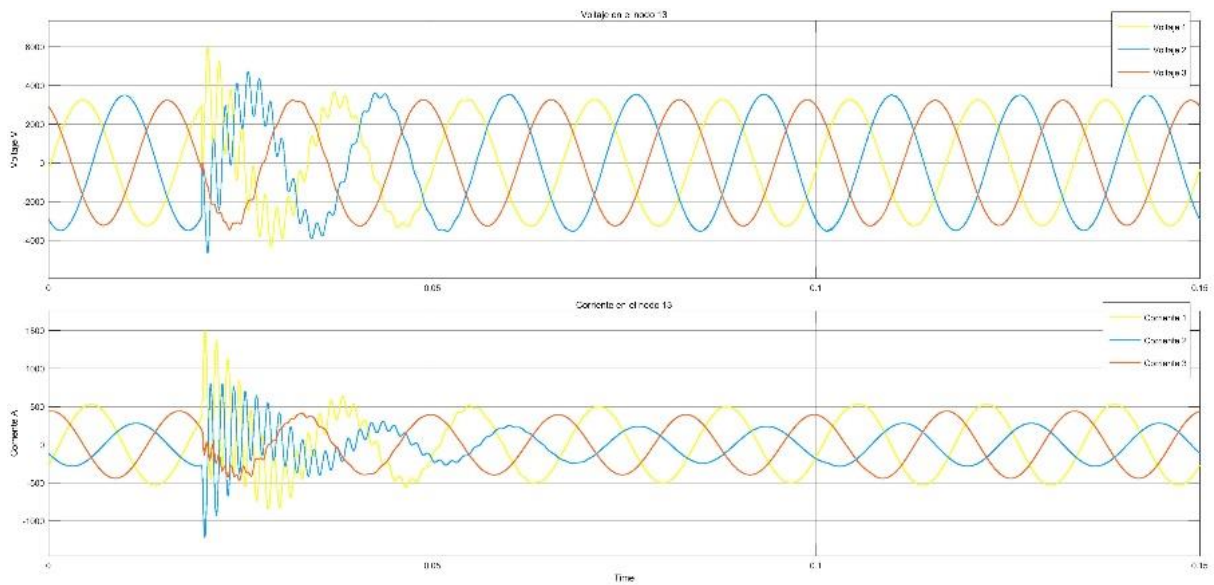


Figura 0.4 Voltaje en el nodo 13

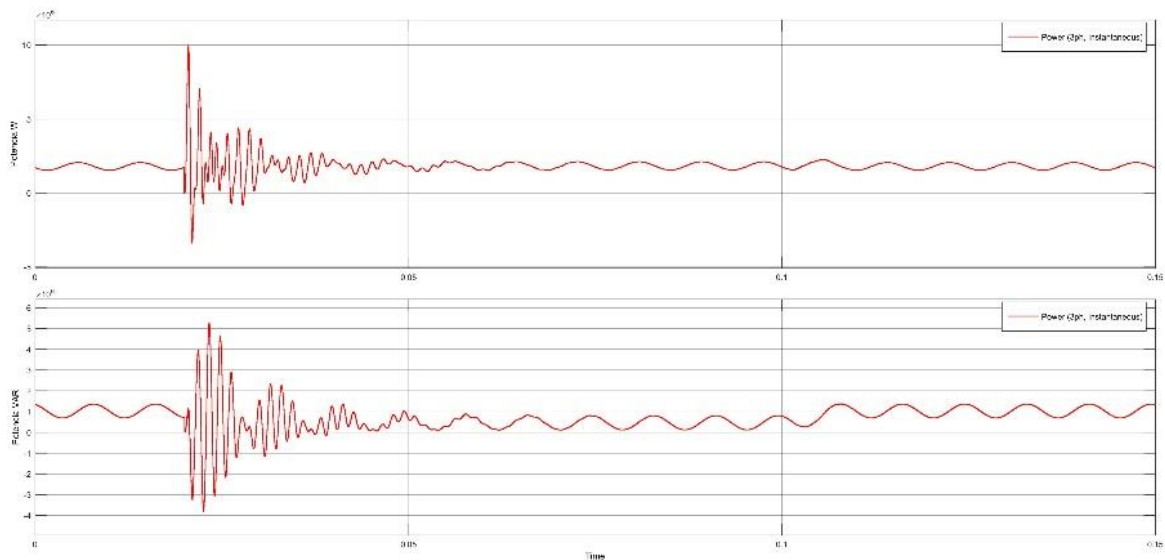


Figura 0.5 Potencia en el nodo 13

## 1.2 Validación añadiendo una carga nueva (70 kW y 21 kVAR por fase) en el nodo 13 y sin filtro

La nueva carga a considerar para las siguientes 3 validaciones es:

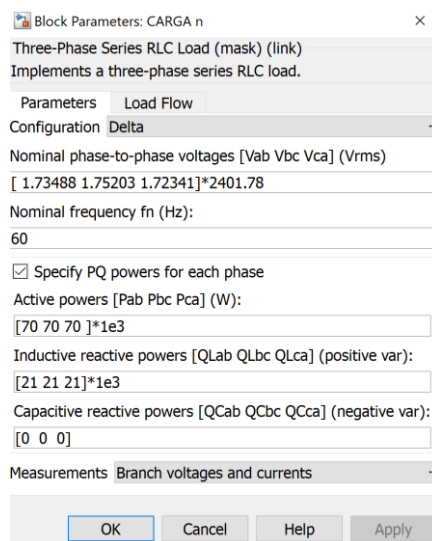


Figura 0.6 Carga nueva trifásica balanceada.

La siguiente figura presenta la nueva carga colocada en el nodo 13.

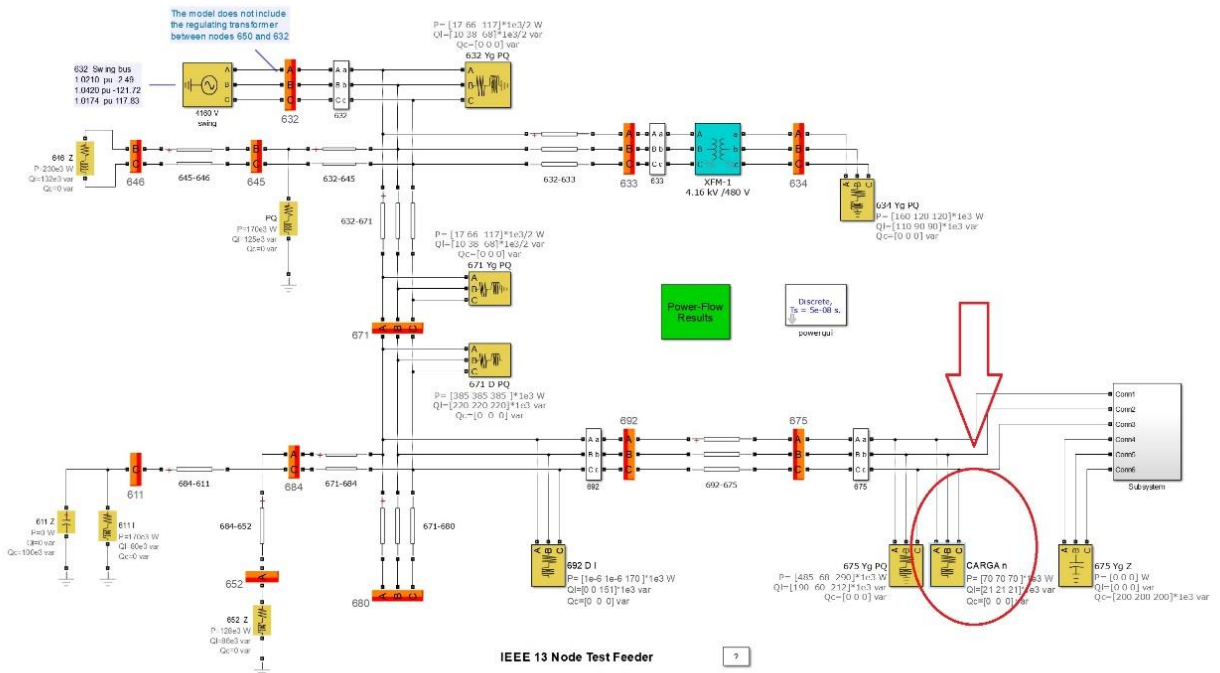


Figura 0.7 Alimentador de prueba con nueva carga en el nodo 13.

Se obtiene los valores de THD de corriente y voltaje en el nodo de análisis (nodo 13).

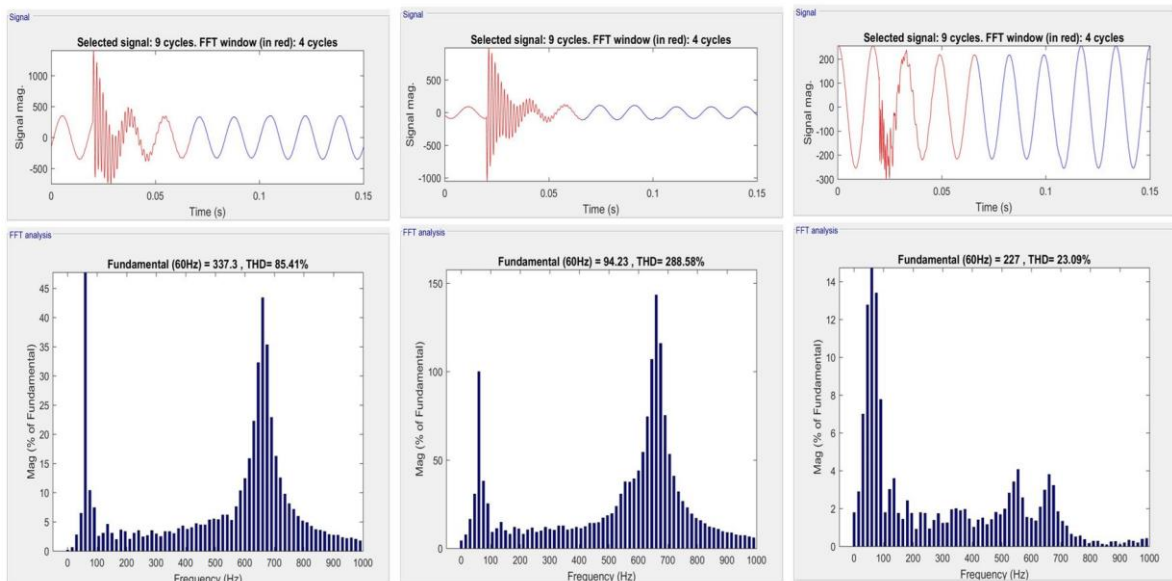


Figura 0.8 Corriente en el nodo 13.

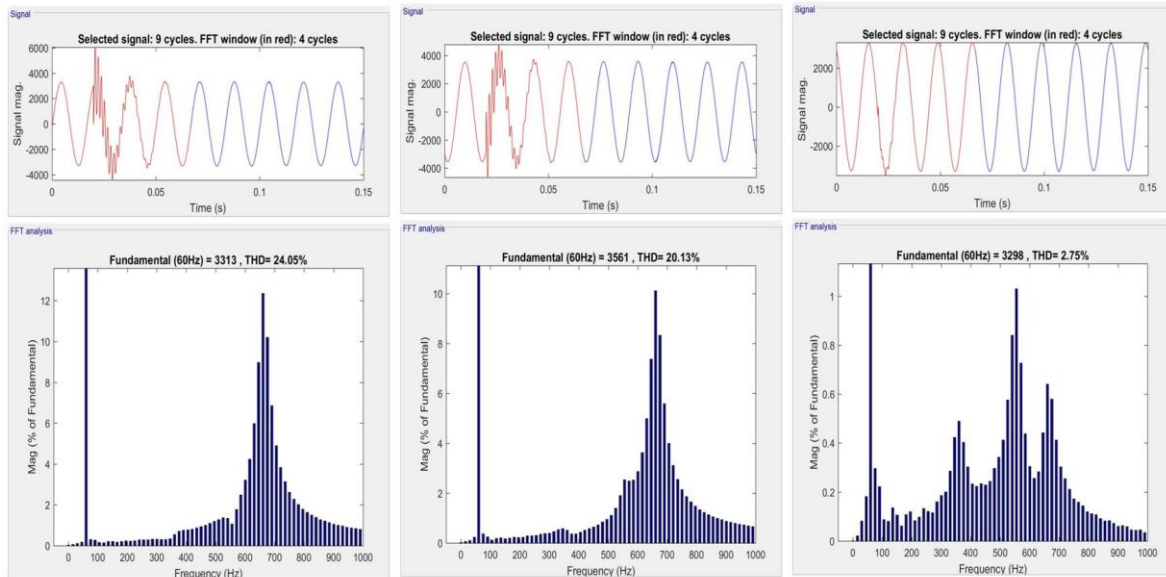


Figura 0.9 Voltaje en el nodo 13.

De las gráficas de THD se observa que presenta un pico predominante a la frecuencia de 660Hz.

### 1.3 Validación añadiendo una carga nueva (70 kW y 21 kVAR por fase) en el nodo 3 y sin filtro

En la siguiente figura se presenta la nueva carga colocada en el nodo 3.

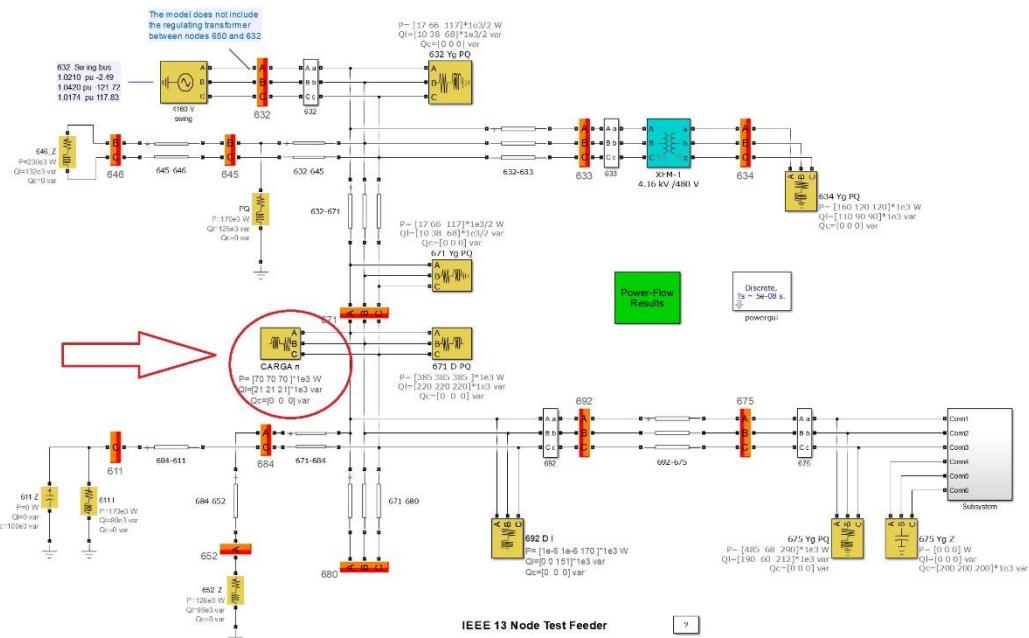


Figura 0.10 Alimentador de prueba con nueva carga en el nodo 3.

Sus valores de THD de corriente y voltaje en el nodo de análisis (nodo 13).



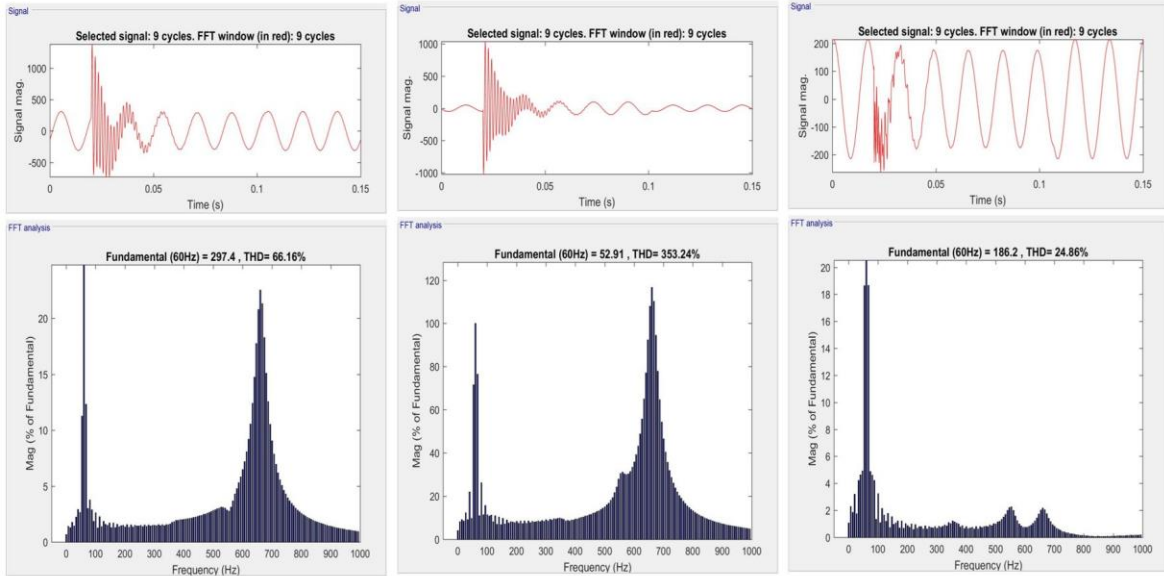


Figura 0.11 Corriente en nodo 13.

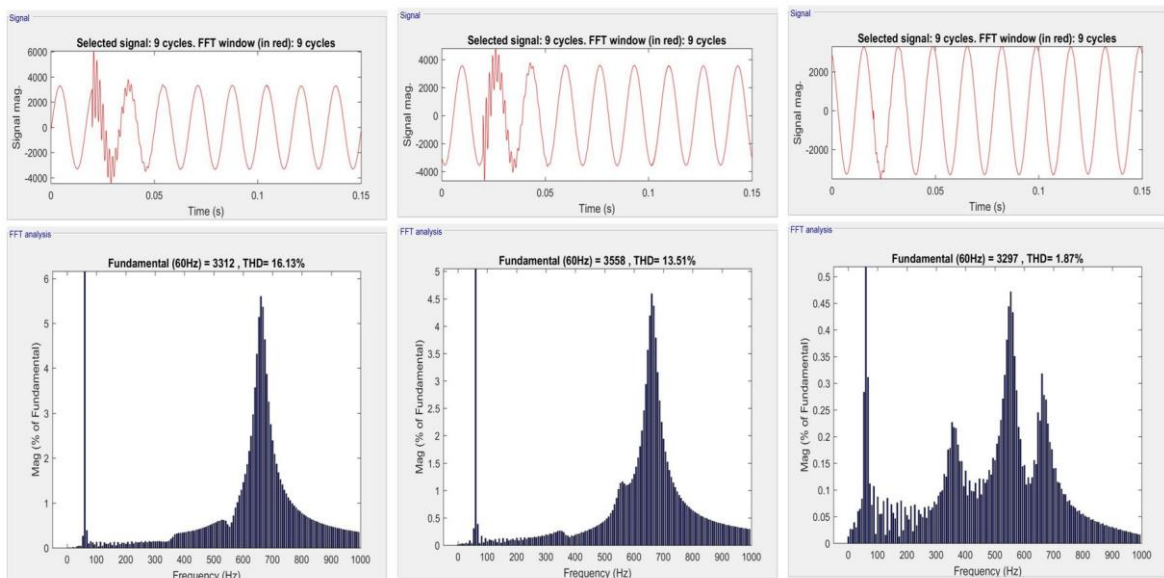


Figura 0.12 Voltaje en nodo 13.

## 1.4 Validación añadiendo una carga nueva (70 kW y 21 kVAR por fase) en el nodo 1 y sin filtro

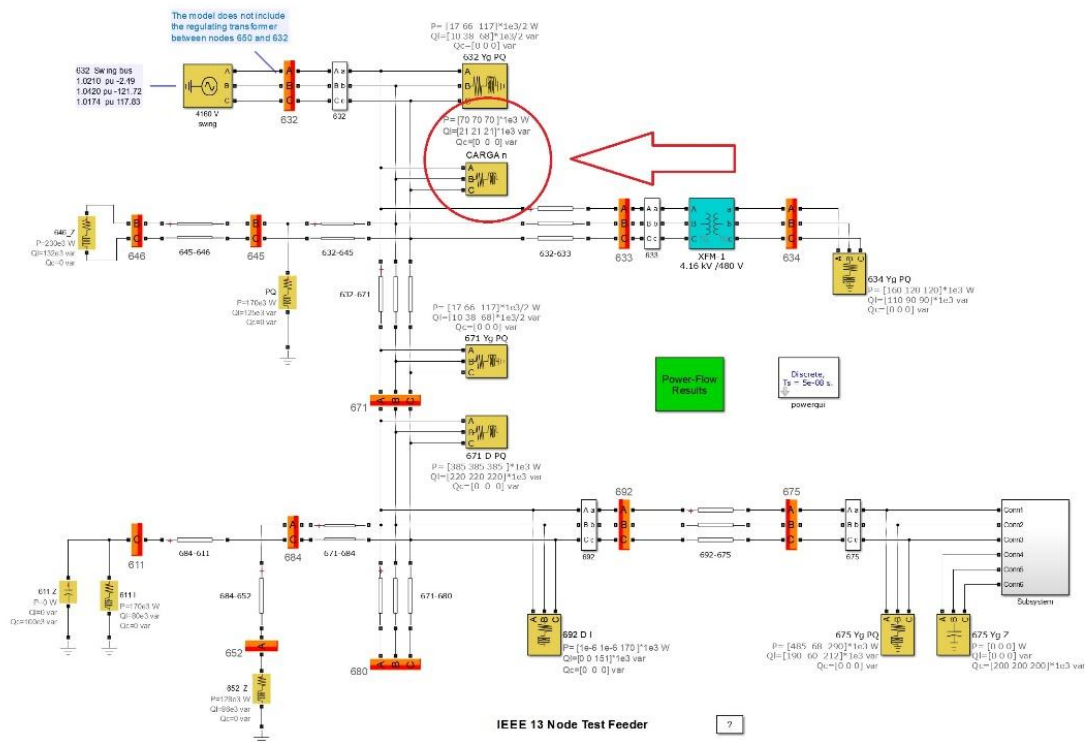


Figura 0.13 Alimentador de prueba con nueva carga en el nodo 1.

Con la potencia colocada en el nodo 1, los valores de THD en el nodo 13 o nodo de análisis.

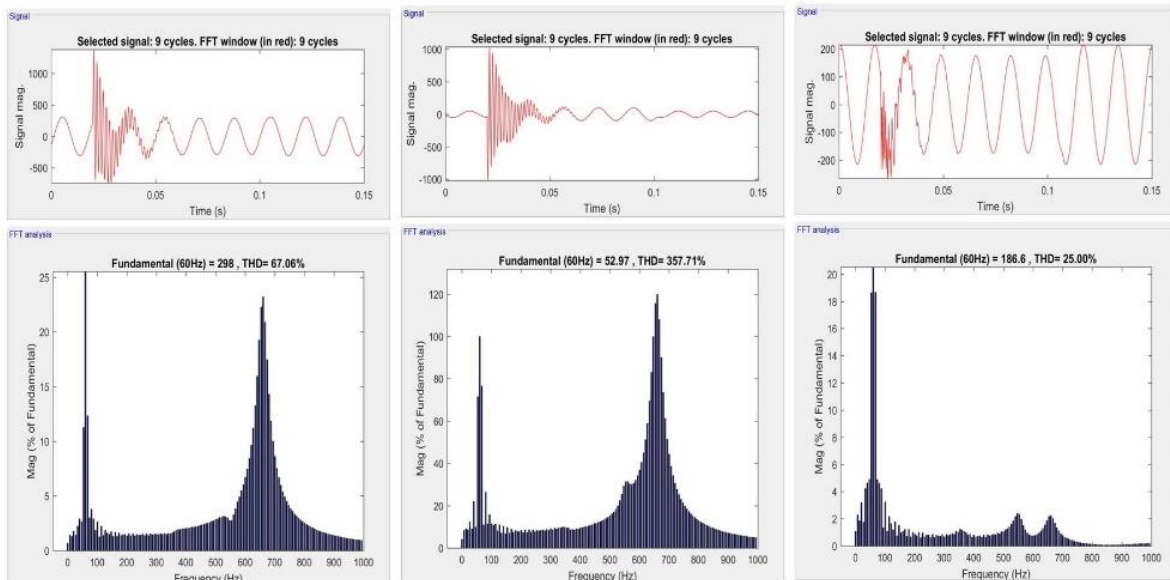


Figura 0.14 Corriente en nodo 13.

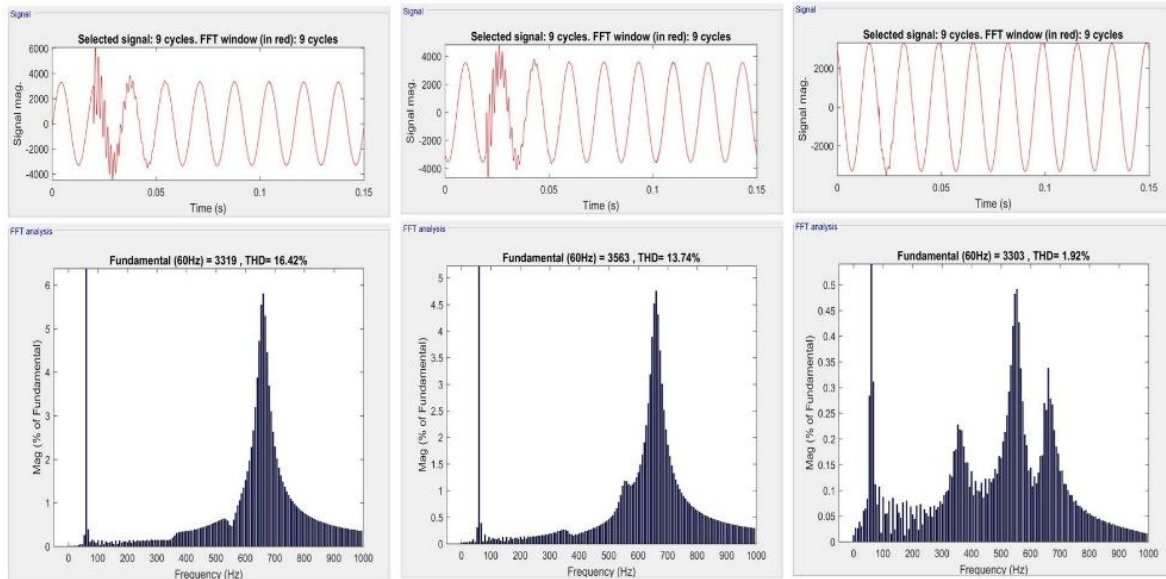


Figura 0.15 Voltaje en nodo 13.

## 1.5 Validación añadiendo una carga nueva (170 kW y 151 kVAR por fase) en el nodo 13 y sin filtro

La nueva carga a considerar es:

Block Parameters: CARGA n ×

Three-Phase Series RLC Load (mask) (link)  
Implements a three-phase series RLC load.

Parameters Load Flow

Configuration Delta

Nominal phase-to-phase voltages [Vab Vbc Vca] (Vrms)  
[ 1.73488 1.75203 1.72341]\*2401.78

Nominal frequency fn (Hz):  
60

Specify PQ powers for each phase

Active powers [Pab Pbc Pca] (W):  
[170 170 170]\*1e3

Inductive reactive powers [QLab QLbc QLca] (positive var):  
[151 151 151]\*1e3

Capacitive reactive powers [QCab QCbc QCca] (negative var):  
[0 0 0]

Measurements Branch voltages and currents

Figura 0.16 Carga nueva trifásica balanceada.

En la siguiente figura se presenta la nueva carga colocada en el nodo 13.

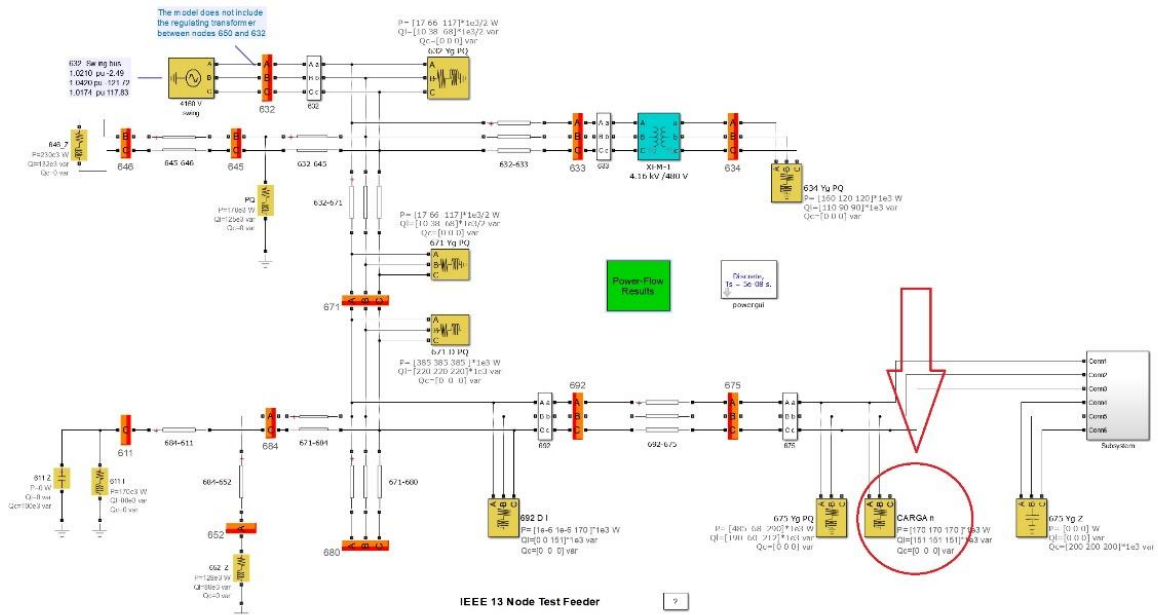


Figura 0.17 Alimentador de prueba con nueva carga en el nodo 13.

Con la nueva carga de 170kW y 151KVAR los nuevos valores de THD en el nodo 13.

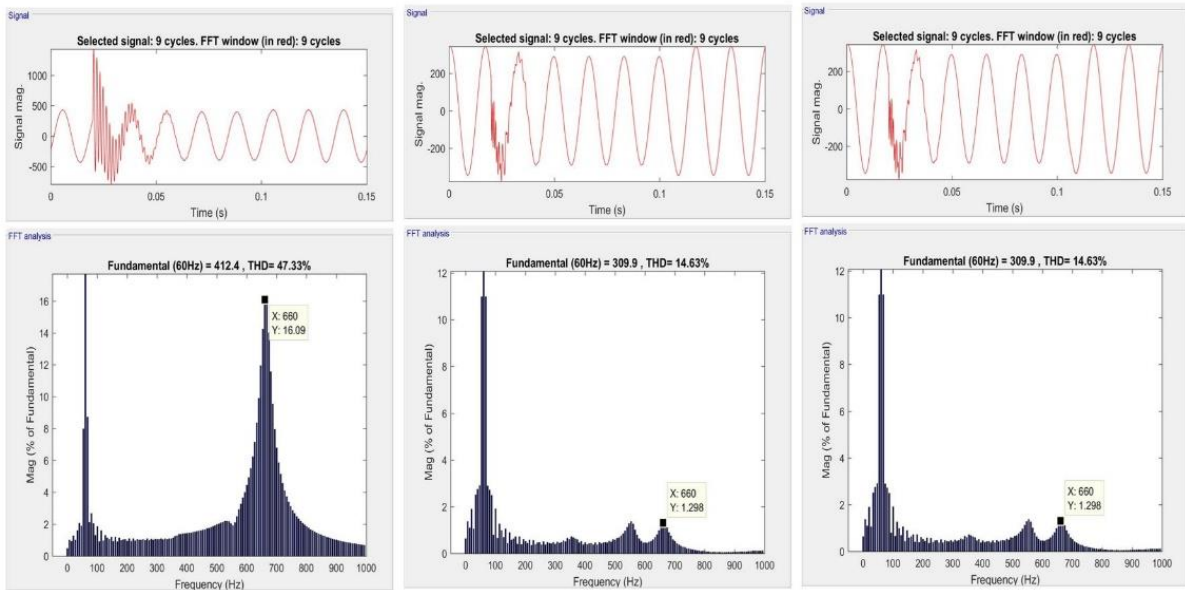


Figura 0.18 Corriente en el nodo 13.

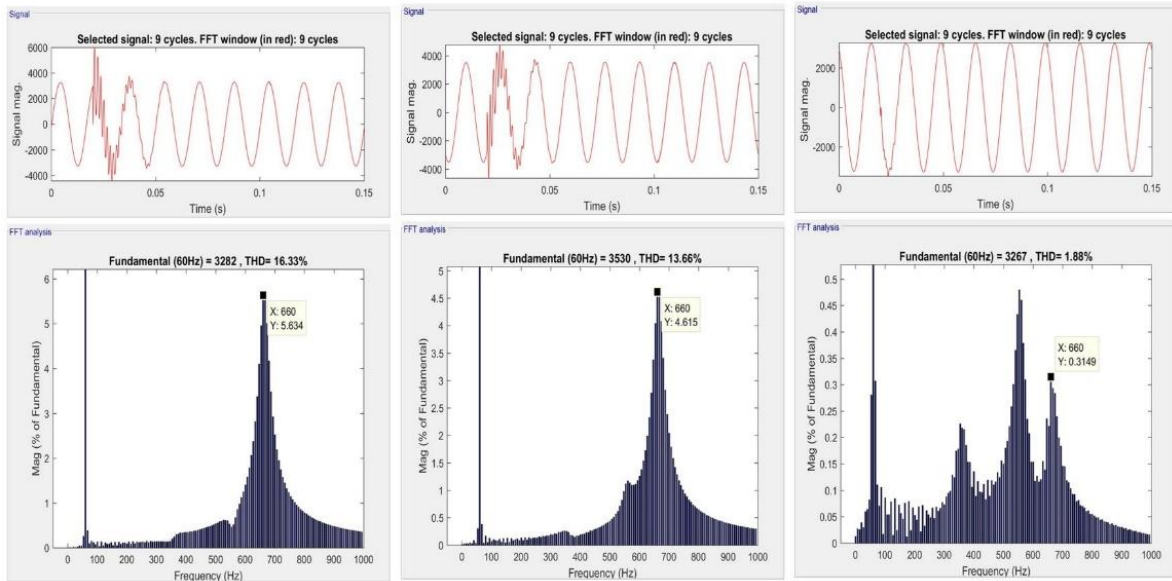


Figura 0.19 Voltaje en el nodo 13.

Se observa que el pico más predominante es en la frecuencia de 660Hz, siendo la frecuencia a la cual está calculado el filtro para la mitigación de los armónicos.

## 1.6 Validación añadiendo una carga nueva (350 kW y 200 kVAR por fase) en el nodo 13 y sin filtro

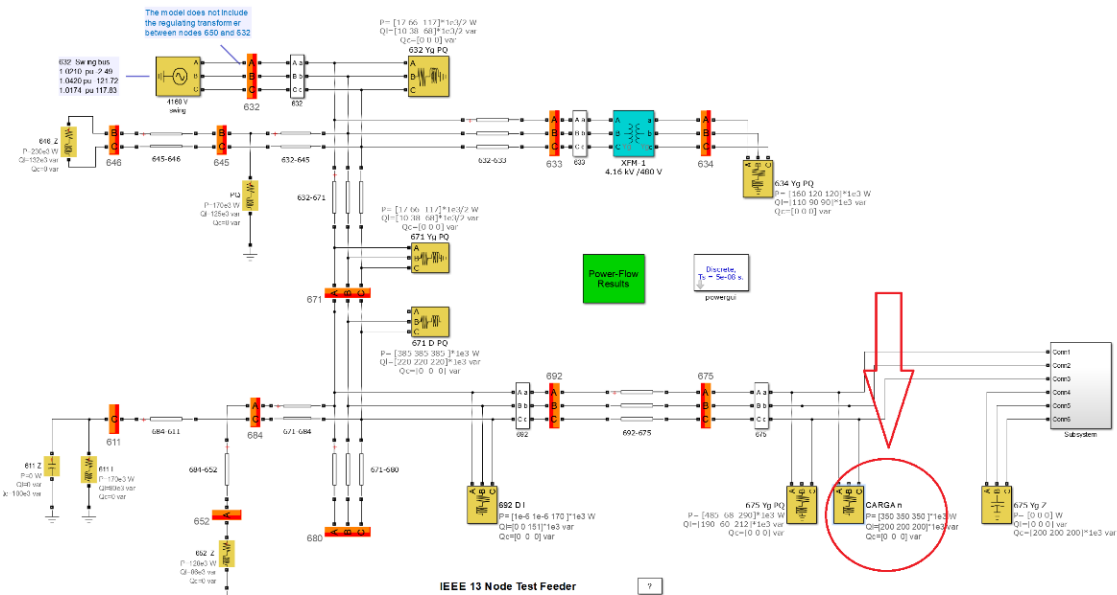


Figura 0.20 Alimentador de prueba con nueva carga en el nodo 13.

Con la nueva carga de 300kW y 200KVAR se obtiene los nuevos valores de THD en el nodo 13.

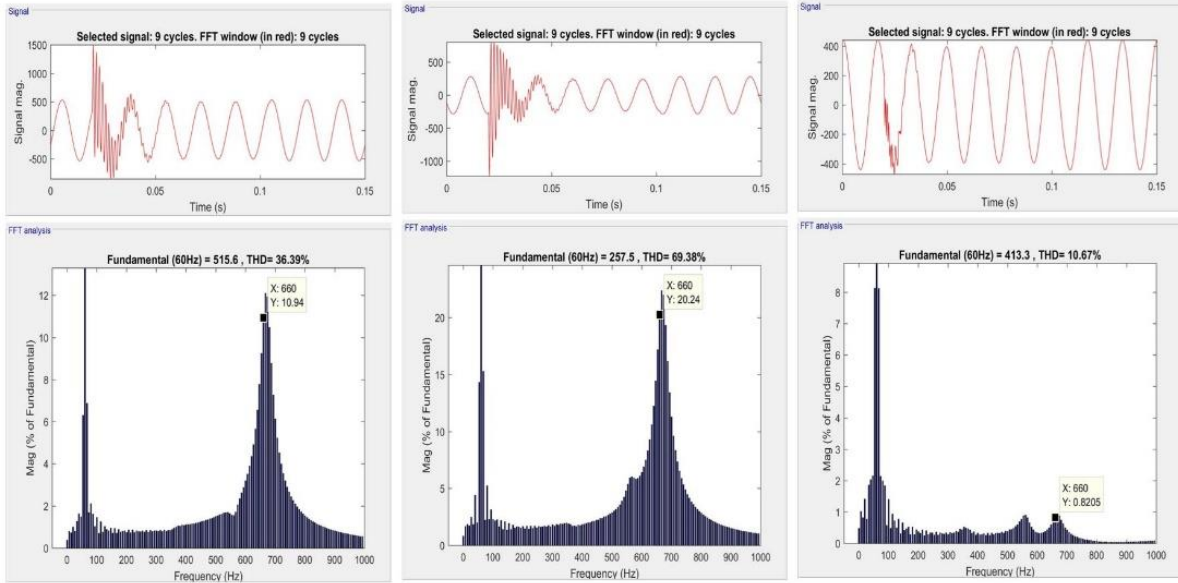


Figura 0.21 Corriente en el nodo 13.

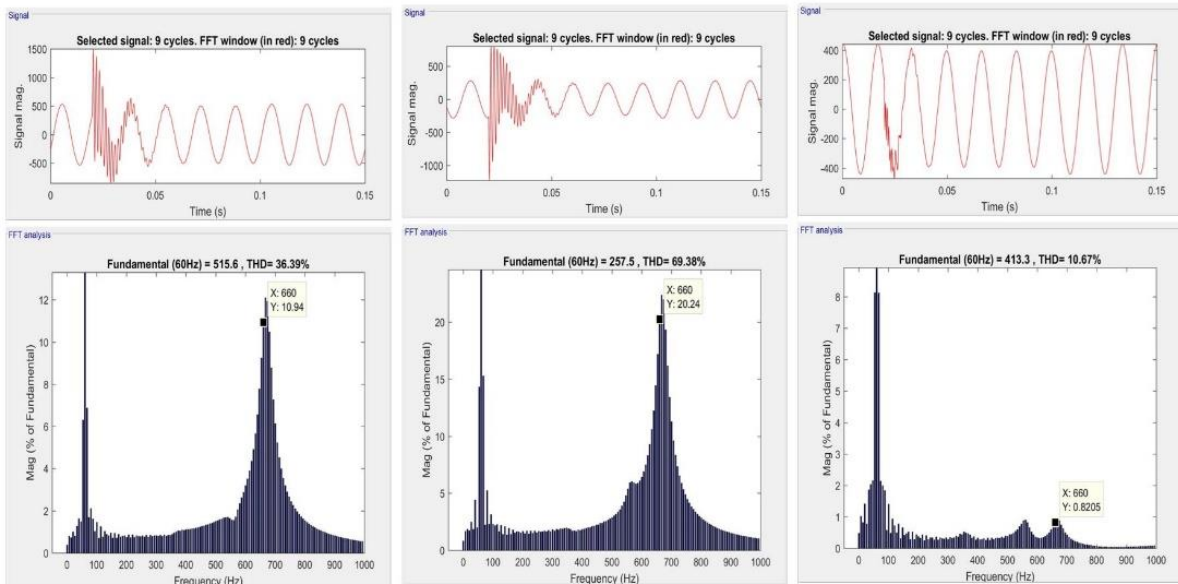


Figura 0.22 Voltaje en el nodo 13.

Se observa que el pico más predominante es en la frecuencia de 660Hz, siendo la frecuencia a la cual está calculado el filtro para la mitigación de los armónicos.