

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**TRATAMIENTO DE PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN EN REDES
ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIALES Y
DESBALANCEADAS UTILIZANDO MÉTODOS ITERATIVOS
PROGRAMADOS EN LENGUAJE PYTHON**

**TRATAMIENTO DEL PROBLEMA DE UBICACIÓN ÓPTIMA DE
CAPACITORES EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN
RADIALES Y DESBALANCEADAS UTILIZANDO MÉTODOS
ITERATIVOS PROGRAMADOS EN LENGUAJE PYTHON**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

JORGE VLADIMIR CHALCO SIMBAÑA

jorge.chalco@epn.edu.ec

DIRECTOR: ING. EDISON GABRIEL NOVOA GUAMÁN MGTR.

edison.novoa@epn.edu.ec

DMQ, julio – 2024

CERTIFICACIONES

Yo, JORGE VLADIMIR CHALCO SIMBAÑA declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

JORGE VLADIMIR CHALCO SIMBAÑA

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por JORGE VLADIMIR CHALCO SIMBAÑA, bajo mi supervisión.

**ING. EDISON GABRIEL NOVOA GUAMÁN MGTR.
DIRECTOR**

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

JORGE VLADIMIR CHALCO SIMBAÑA

ING. EDISON GABRIEL NOVOA GUAMÁN MGTR.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, por su bendición, guía y fortaleza brindada a lo largo de toda mi carrera, por siempre mostrarme el camino correcto a seguir.

A mi hermosa madre Viviana Simbaña, por su amor, apoyo incondicional, consejos, guía y sobre todo su comprensión, por ser la más grande motivación para jamás rendirme ante cualquier situación.

A mi padre Jorge Chalco, por su apoyo a lo largo de toda mi vida y carrera, por siempre exigirme cada día más y más, por lo mucho o poquito que me brindaste y jamás faltarme nada.

A mis hermanos Marlon Chalco y Naldo Chalco, por ser una fuente de apoyo y bríndame su fuerza y valentía para jamás rendirme.

Este proyecto le dedico a Dios y a toda mi familia que son lo más preciado en mi vida y mi más grande motivación, que con dedicación y disciplina siempre es posible tener éxito.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Dios por su bendición, por ser mi fuente de fuerza y sabiduría a lo largo de toda mi vida, y darme la oportunidad y herramientas necesarias para alcanzar mi objetivo que es ser un Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional.

Agradezco a mi madre, Viviana Simbaña, por su apoyo incondicional, por ser la mayor fuente de inspiración para jamás rendirme en las situaciones más complicadas que surgieron en los momentos más difíciles de mi carrera, gracias por siempre estar a mi lado y recibirme todos los días con una sonrisa, por sus enseñanzas y valores brindados.

A mi padre, Jorge Chalco, expreso mi más grande gratitud por ser mi pilar y fuente de inspiración para jamás rendirme y ser el hombre más trabajador, y más exigente, pese a varias adversidades que atravesamos, jamás me faltó nada, lo mucho o poco que me diste, te lo agradezco infinitamente.

A mi hermano, Marlon Chalco, te agradezco absolutamente por todo, eres mi segundo padre, mi mejor amigo y mi hermano, gracias por siempre aconsejarme y guiarme en toda mi vida desde muy niño, por siempre ayudarme y estar cuando más te necesite, eres un gran ejemplo para mí.

Mi hermano Naldo Chalco, te agradezco por apoyarme en todo, por ser mi fuente de inspiración y ser un ejemplo para ti, gracias por todos tus desayunos, almuerzos y postres que me brindaste cuando me quedaba estudiando.

Expreso mi agradecimiento al Ing. Edison Novoa, por su conocimiento, dedicación y tiempo en el acompañamiento de este trabajo, su dirección fue fundamental para la culminación de este presente trabajo de titulación.

Finalmente, agradezco a todos los Ingenieros que me brindaron su conocimiento y experiencia a lo largo de toda mi carrera universitaria.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1.	DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO	1
1.1	Objetivo general	2
1.2	Objetivos específicos.....	2
1.3	Alcance	2
1.4	Marco teórico.....	4
1.4.1	Sistema eléctrico de distribución	4
1.4.2	Problemas técnicos en los sistemas eléctricos de distribución	6
1.4.3	Mecanismos para resolver los problemas técnicos.....	7
1.4.4	Capacitores en redes de distribución.....	8
1.4.5	Problema de la ubicación de capacitores en redes de distribución	10
1.4.6	Límites de operación de redes de distribución	12
1.4.7	Software para análisis eléctrico	12
1.4.8	Comandos Python – PowerFactory para la automatización de análisis eléctricos	14
2.	METODOLOGÍA	16
2.1	Redes eléctricas de prueba.....	16
2.2	Sistema IEEE 13 Node Test Feeder.....	16
2.2.1	Características del sistema.....	16
2.3	Validación del sistema IEEE 13 Node Test Feeder en el software DlgSILENT PowerFactory	19
2.4	Modelación de capacitores	20
2.4.1	Creación del capacitor en PowerFactory	20
2.4.2	Configuración de parámetros del capacitor.....	21
2.5	Definición de escenarios de análisis.....	23
2.5.1	Pasos para generar la curva de demanda	24
2.5.2	Casos de estudio.....	27
2.6	Tratamiento del problema de ubicación de capacitores mediante métodos heurísticos.....	28

2.7	Automatización de casos de análisis usando Python.....	29
2.7.1	Comunicación Python – PowerFactory	29
2.7.2	Ejecución de simulaciones de flujos de potencia	31
2.7.3	Función iterativa	32
2.7.4	Procesamiento de datos de los casos establecidos.....	33
3.	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	33
3.1	Resultados	33
3.1.1	Conexión de capacitor con capacidad de 200 kVAr.....	34
3.1.2	Conexión de capacitor con capacidad de 400 kVAr.....	41
3.1.3	Conexión de capacitor con capacidad de 600 kVAr.....	49
3.2	Análisis de resultados.....	56
3.2.1	Voltaje en los nodos del sistema	56
3.2.2	Pérdidas de potencia totales del sistema.....	56
3.3	Conclusiones.....	57
3.4	Recomendaciones.....	58
4.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	59
5.	ANEXOS	62
	ANEXO I: Algoritmo Python completo resultado del Trabajo de Integración Curricular.	62

RESUMEN

Los sistemas eléctricos comprenden tres componentes esenciales: generación, transmisión y distribución. Las redes de distribución, que incluyen alimentadores, transformadores y redes de medio y bajo voltaje, enfrentan desafíos crecientes debido al aumento de la demanda eléctrica. Estos desafíos incluyen sobrecargas, bajo voltaje, interrupciones y pérdidas de potencia. Para mitigar estos problemas, se pueden implementar soluciones como nuevos alimentadores, reemplazo de transformadores y uso de capacitores.

Este trabajo evaluó el impacto técnico de la conexión de capacitores en diferentes puntos de una red de prueba radial y desbalanceada, utilizando algoritmos iterativos programados en Python. Se seleccionó una red de prueba, se recopilaron datos de capacitores comerciales y se realizaron simulaciones de flujos de potencia. El algoritmo heurístico desarrollado permitió determinar la mejor ubicación para los capacitores, mejorando el perfil de voltaje y reduciendo las pérdidas de potencia en la red.

PALABRAS CLAVE: Redes de distribución, capacitores, algoritmos iterativos, Python, perfil de voltaje, pérdidas de potencia.

ABSTRACT

Electrical systems consist of three essential components: generation, transmission, and distribution. Distribution networks, which include feeders, distribution transformers, and medium and low voltage networks, face increasing challenges due to rising electrical demand. These challenges include overloads, low voltage, interruptions, and power losses. To mitigate these issues, solutions such as new feeders, transformer replacements, and the use of capacitors can be implemented.

This work evaluated the technical impact of capacitor connections at different points in a radial and unbalanced test network, using iterative algorithms programmed in Python. A test network was selected, commercial capacitor data was collected, and power flow simulations were conducted. The developed heuristic algorithm determined the optimal capacitor locations, improving the voltage profile and reducing power losses in the network.

KEYWORDS: Distribution networks, capacitors, iterative algorithms, Python, voltage profile, power losses.

1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

Los sistemas eléctricos están compuestos por tres componentes esenciales: la generación, transmisión y distribución de electricidad [1]. Las redes de distribución incluyen alimentadores, transformadores de distribución y redes de medio y bajo voltaje, que facilitan el suministro de energía eléctrica al usuario final.

Los usuarios tienden a adquirir más dispositivos eléctricos para su uso diario. Además, con el crecimiento de la población, es necesario satisfacer la demanda de energía de los nuevos usuarios. Por lo tanto, las redes de distribución se enfrentan a un crecimiento constante en la potencia de las cargas y la incorporación de nuevos usuarios, lo que ocasiona problemas operativos como sobrecargas en los transformadores, bajo voltaje en las redes, interrupciones en el suministro eléctrico, pérdidas de potencia en las líneas, entre otros [2]. Para solucionar estos problemas, se pueden construir nuevos alimentadores, reemplazar transformadores antiguos por nuevos, redistribuir las cargas y, para solucionar el problema del bajo voltaje, es posible utilizar capacitores en las redes.

Con este antecedente, el Trabajo de Integración Curricular (TIC) se centrará en evaluar el impacto técnico de la conexión de capacitores ubicados en diferentes puntos de una red de prueba con características radiales y desbalanceadas mediante algoritmos iterativos programados en Python. El desarrollo del TIC comenzará con la selección de una red de prueba radial y desbalanceada sobre la cual se realizará una validación de su modelación. A continuación, se recopilarán datos de capacitores comerciales, o en su defecto, información de librería que sea útil para el modelado del capacitor, su aplicación y uso en la red de prueba. Se realizarán simulaciones de flujos de potencia en la red de prueba para comparar los valores eléctricos obtenidos en todos los casos analizados con y sin capacitores. El tratamiento del problema de la ubicación del capacitor se abordará mediante algoritmos implementados en un código de programación que empleará un método heurístico de análisis, considerando varias iteraciones y comparaciones entre diversas ubicaciones de capacitores y diferentes casos de análisis de la red de prueba. El objetivo final de este proceso es determinar la mejor ubicación para el capacitor.

Es importante mencionar que la conexión de capacitores, en las redes de distribución de electricidad, juega un papel significativo en la mejora de los niveles de voltaje debido a su inyección de potencia reactiva [3]. Por lo tanto, la ubicación de estos capacitores es esencial para la operación y planificación de las redes [2], ya que permite mantener los niveles de voltaje dentro de los límites aceptables. En este contexto, el Trabajo de

Integración Curricular (TIC) busca determinar la mejor ubicación de capacitores con el objetivo de mejorar el perfil de voltaje en los nodos y reducir las pérdidas de potencia.

1.1 Objetivo general

Encontrar la mejor ubicación para la conexión de un capacitor en una red eléctrica de distribución de prueba radial y desbalanceada mediante el uso de métodos iterativos implementados en lenguaje Python a fin de determinar aquella ubicación del capacitor que represente las mejores condiciones operativas para una red de distribución.

1.2 Objetivos específicos

1. Seleccionar una red eléctrica de distribución de prueba radial y desbalanceada para su uso en un software de simulación de análisis eléctrico.
2. Realizar simulaciones de flujos de potencia en la red de prueba, antes y después de la conexión del capacitor de prueba.
3. Desarrollar un código de programación iterativo de prueba y error en lenguaje Python, que permita realizar múltiples simulaciones y que considere diferentes capacidades y ubicaciones de un capacitor en una red de distribución.
4. Analizar los resultados obtenidos con el propósito de comparar los niveles de voltaje y las pérdidas de potencia en la red eléctrica de distribución para los distintos casos de análisis establecidos en el TIC.

1.3 Alcance

El Trabajo de Integración Curricular (TIC) analizará los efectos técnicos de ubicar los capacitores en una red de distribución de prueba de medio voltaje, radial y desbalanceada. Debido a la gran cantidad de posibilidades que se pueden presentar en la ubicación de capacitores es difícil resolver el problema con algún modelo de optimización tradicional [2], por ello, se abordará este problema a través de un proceso iterativo de prueba y error que considerará la conexión del capacitor en la red de prueba variando su ubicación de forma iterativa a través de un algoritmo implementado en lenguaje Python hasta encontrar su mejor ubicación para contrarrestar problemas como: bajo voltaje en los nodos y pérdidas de potencia. Para realizar el análisis de la conexión de un capacitor en una red eléctrica de distribución, sobre los parámetros ya mencionados, se programará un código en lenguaje Python que sea compatible con el uso de algún software de simulación, por ejemplo: DlgSILENT PowerFactory, CYME, entre otros.

En primer lugar, se seleccionará una red de prueba, por ejemplo: la red IEEE 13 Node Test Feeder o aquella que posea características radial y desbalanceada, la cual, se validará a fin de verificar que los resultados de las simulaciones de flujo de potencia sean adecuados. Posteriormente, se realizará una investigación de modelos de capacitores comerciales o, por defecto, de librería, para su implementación en el software de simulación, este modelo de capacitor debería contar con datos de: voltaje, capacitancia y de potencia reactiva. A continuación, se realizará un enlace entre el software de análisis elegido y el lenguaje Python para poder realizar de manera eficiente el proceso iterativo de conexión de un capacitor en diferentes sitios y, al final, encontrar su mejor ubicación. Una vez realizado el enlace entre estos dos software, se realizará un código de programación en lenguaje Python que permitirá ejecutar flujos de potencia en la red de prueba. Después, se programará un algoritmo heurístico que permita analizar la mejor ubicación del capacitor por medio de un barrido de todas las posibles ubicaciones por toda la red de prueba considerando distancias cortas.

Finalmente, se obtendrán los resultados de los valores de voltajes en los nodos y pérdidas de potencia, lo que permitirá llevar a cabo un análisis comparativo en la red antes y después de la conexión del capacitor en tres escenarios distintos que son: demanda mínima, demanda media y demanda máxima; el análisis se enfocará en evaluar el efecto técnico que tuvo la conexión del capacitor en la operación del sistema de prueba.

1.4 Marco teórico

En esta sección se presenta una descripción sobre los sistemas eléctricos de distribución con sus características, problemas técnicos y sus mecanismos para solventarlos. También se realizará una introducción sobre el problema de ubicación de capacitores en redes de distribución, sus características, diferentes tipos de conexiones de capacitores y su comportamiento tras su conexión en las redes de distribución. Finalmente, se presentan parámetros técnicos a ser considerados para el análisis de la conexión de capacitores en las redes de distribución en software de análisis eléctrico.

1.4.1 Sistema eléctrico de distribución

Los sistemas eléctricos de distribución son una parte esencial de la infraestructura eléctrica que se encarga de llevar la electricidad desde las subestaciones de transmisión hasta los consumidores finales. Estos sistemas están compuestos por una red de conductores, transformadores, y otros dispositivos que aseguran la entrega eficiente y segura de energía eléctrica como se puede observar en la Figura 1.1. El diseño y operación de los sistemas de distribución deben enfrentar diversos desafíos técnicos, tales como: la gestión de la carga, la minimización de pérdidas de energía, y la garantía de un suministro continuo y de calidad. Estos sistemas también deben adaptarse a las crecientes demandas de energía, lo cual, añade una complejidad a su gestión y operación.

Una red de distribución es parte del sistema eléctrico bajo la responsabilidad de las compañías distribuidoras de electricidad. La distribución de energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se lleva a cabo en dos fases. La primera fase incluye lo que antes se llamaba red de reparto, que comienza en las subestaciones de transformación y distribuye la energía, normalmente mediante anillos alrededor de grandes centros de consumo, hasta las estaciones de transformación, que reducen el voltaje del nivel de reparto al de distribución en medio voltaje. La segunda fase corresponde a la red de distribución propiamente dicha, conocida como red de medio voltaje, con voltajes de entre 13,2 a 22,8 kV de configuración mallada [4]. Esta red abarca los grandes centros de consumo (como poblaciones e industrias) conectando las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que constituyen la última etapa del suministro en medio voltaje, ya que el voltaje a la salida de estos centros es de entre (110/220 V), voltaje al cual se conectan los consumidores finales.

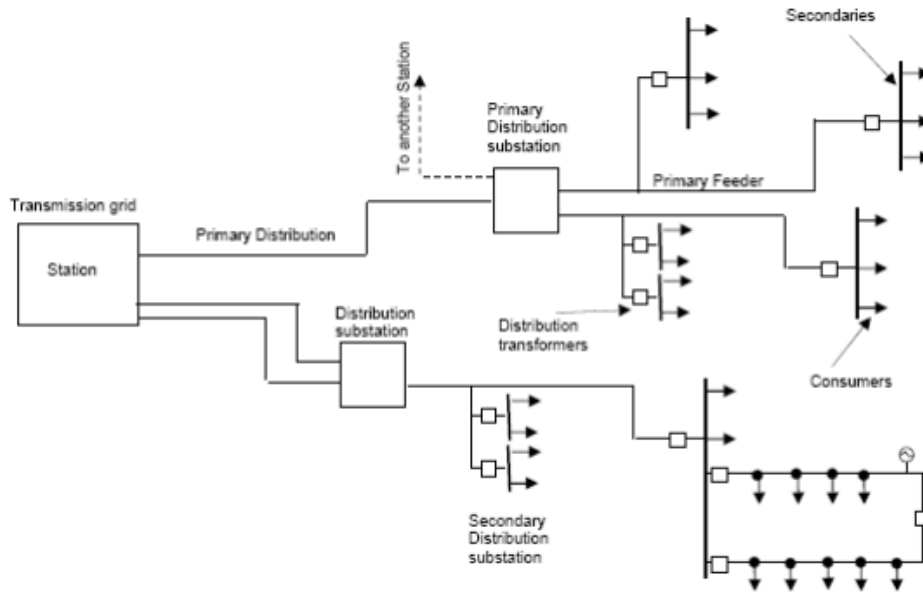


Figura 1.1. Sistema de distribución [4].

A continuación, se explican las principales características de una red de distribución.

- **Red radial:** Emplea una única línea de suministro, lo que significa que los consumidores tienen solo una fuente de energía disponible como se puede visualizar en la Figura 1.2. Este tipo de red se usa principalmente en áreas urbanas y debido a su menor costo de suministro en grandes regiones con cargas dispersas de baja densidad [5].

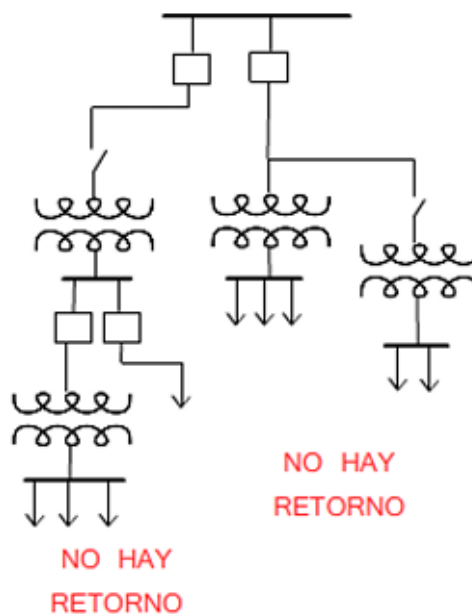


Figura 1.2. Red radial [5].

- **Red desbalanceada:** Una red desbalanceada es aquella en la que las corrientes o los voltajes en las diferentes fases no son iguales. Esto puede ocurrir en sistemas de distribución trifásicos donde las cargas conectadas a cada fase no son iguales, causando desequilibrios. El análisis de sistemas desbalanceados implica la utilización de métodos que pueden modelar la asimetría en las cargas y las líneas de transmisión. La matriz de impedancia por fase y la representación en componentes simétricas son técnicas que se utilizan frecuentemente para abordar estos problemas [5].

1.4.2 Problemas técnicos en los sistemas eléctricos de distribución

A continuación, en la Tabla 1.1, se detallan los problemas técnicos más relevantes de una red de distribución junto con sus causas y efectos.

Tabla 1.1. Problemas técnicos en las redes de distribución.

Problema técnico	Causas	Efectos
Bajo voltaje	<ul style="list-style-type: none"> • Alta demanda de carga en la red. • Factores de potencia bajos debido a cargas inductivas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mal funcionamiento de equipos eléctricos. • Reducción de la eficiencia del sistema de distribución.
Pérdidas elevadas	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdidas resistivas en conductores subdimensionados (I^2R). • Pérdidas por efecto corona en líneas de alta tensión. • Pérdidas en transformadores y otros equipos ineficientes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor eficiencia del sistema de distribución. • Costos operativos elevados.
Confiabilidad	<ul style="list-style-type: none"> • Fallos en componentes (transformadores, líneas, interruptores). • Eventos externos que provocan interrupciones (clima, accidentes, vandalismo). • Falla de mantenimiento adecuado en equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Interrupciones del suministro eléctrico. • Inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia.

1.4.3 Mecanismos para resolver los problemas técnicos

Los mecanismos para resolver problemas técnicos que surgen en los sistemas de distribución son un conjunto de estrategias y herramientas utilizadas para identificar, analizar y solucionar problemas como los mencionados en la sección 1.4.2.

A continuación, se describen algunos mecanismos para resolver problemas técnicos.

- **Reguladores de voltaje:**

La principal función de un regulador de voltaje es mantener el voltaje de la red dentro de límites aceptables. Los reguladores de voltaje se instalan en subestaciones y a lo largo de líneas de distribución para compensar caídas de voltaje y mejorar la calidad del suministro.

Aplicación:

En áreas rurales que presentan largas distancias en sus redes de distribución, los reguladores de voltaje ayudan a mantener el voltaje adecuado para los consumidores finales.

- **Capacitores:**

Los capacitores proporcionan potencia reactiva capacitiva, se instalan en puntos estratégicos para mejorar el factor de potencia, reducir pérdidas de potencia y mejorar los niveles de voltaje, pueden ser fijos o controlados de forma automática.

Aplicación:

En una red con muchas cargas inductivas, como, por ejemplo, en una zona industrial, los bancos de capacitores se utilizarían para mejorar el factor de potencia, reducir las caídas de voltaje y mejorar las pérdidas de potencia.

- **Generación Distribuida:**

Es la generación eléctrica de baja potencia activa conectada cerca del punto de consumo. Incluye fuentes renovables (solar, eólica), microturbinas, y sistemas de cogeneración que permiten, entre otras cosas, reducir la carga en la red principal y mejorar su confiabilidad y eficiencia.

Aplicación:

La instalación de paneles solares en techos residenciales y comerciales, junto con baterías, por ejemplo, no solo proporciona energía limpia, sino que también alivian la carga en la red durante las horas pico.

- **Repotenciación de conductores:**

La principal función de la repotenciación de conductores es aumentar la capacidad de las líneas de transmisión y distribución de electricidad. Se reemplazan conductores existentes por conductores de mayor capacidad o de mejores materiales para reducir las pérdidas de potencia y manejar mayores potencias de carga.

Aplicación:

En áreas urbanas con un rápido crecimiento de la demanda, la actualización de líneas de distribución con conductores de mayor capacidad reduce las pérdidas y previene sobrecargas.

1.4.4 Capacitores en redes de distribución

Los capacitores, también conocidos como condensadores, son componentes esenciales en los sistemas eléctricos y son utilizados para compensar la potencia reactiva inductiva mediante la inyección de potencia reactiva capacitiva [6]. En las redes de distribución de energía eléctrica, la instalación de bancos de capacitores es una estrategia clave para mejorar la eficiencia del sistema. Los capacitores se colocan en puntos estratégicos de la red con el propósito de reducir las pérdidas de energía y mejorar los niveles de voltaje.

La reducción de pérdidas de energía es crucial para asegurar que la máxima cantidad de energía generada llegue a los usuarios finales. Al implementarse bancos de capacitores en las redes de distribución, se optimiza el flujo de potencia y energía y se reducen las pérdidas resistivas que ocurren durante la transmisión. Esto no solo mejora la eficiencia del sistema, sino que también contribuye a una utilización más económica de los recursos energéticos.

Además, los bancos de capacitores ayudan a mantener y mejorar los niveles de voltaje en la red de distribución. Una regulación adecuada del voltaje es fundamental para el funcionamiento óptimo de los equipos eléctricos y la satisfacción de los consumidores. La presencia de capacitores permite mejorar los niveles de voltaje en la red, previniendo bajos voltajes y sobrevoltajes que podrían dañar equipos sensibles de los clientes y afectar la calidad del suministro eléctrico.

Los bancos de capacitores pueden instalarse como sistemas fijos o conmutados dependiendo del perfil de voltaje en el alimentador. Pueden los capacitores organizarse en grupos llamados bancos. Los sistemas de capacitores fijos se utilizan cuando la carga es casi constante, mientras que los sistemas de capacitores conmutados son más adecuados

para redes con carga variable. Los bancos de capacitores fijos se pueden formar mediante la agrupación de capacitores monofásicos, dispuestos en una configuración en estrella con neutro flotante al voltaje del sistema [7].

Las capacidades unitarias estandarizadas en el mercado son de 33,3; 50; 83,3; 100; 167; 200; 250; 300 y 400 kVAr, con los que se pueden construir bancos trifásicos de 100; 150; 250; 300; 500; 600; 750; 900 y 1200 kVAr, o múltiplos de estas capacidades. La instalación de capacitores en líneas aéreas es sencilla, requiriendo únicamente un fusible y un descargador de sobrevoltaje para su protección, junto con pocos accesorios de conexión. Convencionalmente, estos bancos de capacitores se colocan a aproximadamente dos tercios de la longitud del alimentador, logrando así, una significativa reducción de pérdidas y caídas de voltaje, mejorando la calidad del producto técnico de electricidad. Los bancos de capacitores montados en postes de medio voltaje permiten mejoras para una alta concentración de potencia de carga, resultando en equipos trifásicos de bajo costo por kVAr [7].

1.4.4.1 Tipos de conexión de bancos de capacitores

1. Conexión en Estrella (Y):

Descripción: Los capacitores están conectados en forma de estrella (Y), con un extremo de cada capacitor conectado a un punto común (neutro) y el otro extremo conectado a las fases de la red.

Ventajas:

- Sencillez en el diseño y la instalación.
- Adecuada para sistemas con neutro accesible.
- Equilibrio de la capacitancia del banco trifásico de capacitores.

Aplicaciones: Comúnmente utilizada en sistemas de bajo o medio voltaje donde el neutro está disponible.

2. Conexión en Triángulo (Δ):

Descripción: Los capacitores están conectados en triángulo, sin algún punto común. Cada capacitor se conecta a dos fases del sistema.

Ventajas:

- No requiere un neutro, lo cual es útil en sistemas donde el neutro no está disponible o no es accesible.

- Cada capacitor soporta solo la tensión de fase, no la tensión de línea completa.

Aplicaciones: Comúnmente utilizada en sistemas de medio o alto voltaje.

3. Conexión Mixta:

Descripción: Combinación de conexiones en estrella y triángulo para cumplir requisitos específicos del sistema.

Ventajas:

- Flexibilidad en la adaptación a diferentes condiciones de carga y voltaje.
- Puede mejorar la eficiencia operativa en sistemas complejos.

Aplicaciones: Utilizada en sistemas de distribución complejos donde se requiere flexibilidad y adaptación a diversas condiciones operativas.

1.4.4.2 Selección del tipo de conexión

La selección del tipo de conexión para los bancos de capacitores depende de varios factores, entre ellos:

- **Disponibilidad del neutro:** Si el neutro está disponible y accesible.
- **Nivel de voltaje:** En sistemas de alto voltaje, la conexión en triángulo puede ser más adecuada debido a la reducción en el voltaje soportado por cada capacitor.
- **Condiciones de desbalance:** La conexión en triángulo puede manejar mejor los desbalances de carga.
- **Requisitos de la red:** La configuración de la red y los requisitos específicos del sistema dictarán la mejor opción de conexión.

1.4.5 Problema de la ubicación de capacitores en redes de distribución

El problema de la ubicación de capacitores en redes de distribución se refiere a la optimización de la localización y el dimensionamiento de capacitores en una red de distribución eléctrica. Esto se hace con el objetivo de mejorar la eficiencia energética, reducir pérdidas de energía y mejorar la calidad del producto técnico de electricidad.

Para reducir las pérdidas en un alimentador, es esencial ubicar los bancos de capacitores a ciertas distancias de la subestación, asegurando que no se superen los límites de voltaje establecidos. El desafío consiste en identificar los mejores puntos de instalación que logren el efecto deseado, mejorando así el flujo de potencia reactiva y minimizando al máximo las pérdidas, en función del número de bancos de capacitores a utilizar [8].

Los bancos de capacitores se utilizan principalmente en las líneas de distribución y no en las subestaciones, ya que su ubicación en las subestaciones no contribuye a la reducción de pérdidas. Los capacitores en derivación son más efectivos que los capacitores en serie y se emplean para controlar las pérdidas técnicas al contrarrestar la corriente atrasada en las cargas inductivas. Estos capacitores se instalan en las líneas, en postes o en redes subterráneas, mejorando el perfil de voltaje en los alimentadores de distribución [9].

A continuación, se describen los aspectos clave del problema de ubicación de capacitores.

Propósitos de la ubicación de capacitores:

- 1. Reducción de pérdidas:** Los capacitores ayudan a compensar la energía reactiva, lo que reduce las pérdidas de energía en las líneas de distribución.
- 2. Mejora de la calidad del voltaje:** La correcta ubicación de capacitores puede mejorar el voltaje en la red, manteniéndolo dentro de los límites deseados.
- 3. Aumento de la capacidad de la red:** Al liberar capacidad en las líneas y transformadores, se puede manejar una mayor carga sin necesidad de inversiones significativas en infraestructura.
- 4. Optimización de costos:** Minimizar los costos operativos y de inversión asociados con la instalación y operación de los capacitores.

Métodos de solución:

Existen varios métodos y enfoques para resolver el problema de ubicación óptima de capacitores:

- 1. Métodos Heurísticos:** Los métodos heurísticos pueden estar conformados por: algoritmos genéticos que utilizan principios de evolución natural para encontrar soluciones óptimas, algoritmos de colonia de hormigas basados en el comportamiento de búsqueda de alimentos de las hormigas, algoritmos de búsqueda tabú que utilizan una memoria adaptativa para evitar ciclos y mejorar la eficiencia de la búsqueda.
- 2. Métodos Analíticos:** Los métodos analíticos como el método de Newton-Raphson, es utilizado para resolver ecuaciones no lineales en el análisis de flujos de potencia, el método de Descomposición de Benders, es utilizado para problemas de optimización a gran escala.
- 3. Optimización Convexa:** La optimización convexa utiliza técnicas de programación convexa para formular y resolver problemas de manera eficiente.

- 4. Algoritmos de Programación Entera y Mixta:** Los algoritmos de programación entera y mixta formulan el problema como un modelo de programación matemática que puede incluir variables binarias, 1 y 0, para la ubicación de capacitores.

1.4.6 Límites de operación de redes de distribución

Los límites de operación determinan las condiciones operativas de un sistema eléctrico cuando no hay perturbaciones presentes y todas las variables han alcanzado valores de equilibrio estable.

Las compañías distribuidoras de electricidad tienen como objetivo principal proveer el servicio público de energía eléctrica para satisfacer las necesidades del consumidor final de manera confiable, segura y cumpliendo con los estándares de calidad. No obstante, cuando los sistemas de distribución entran en funcionamiento, pueden aparecer importantes caídas de voltaje de suministro, lo que podría provocar pérdidas significativas para el usuario final. Debido a esta inevitable caída del voltaje, las compañías eléctricas de distribución están obligadas a mejorar su infraestructura para ofrecer un buen producto al consumidor final y cumplir con sus objetivos [4].

En la Tabla 1.2 se pueden observar los rangos admisibles de voltaje para los diferentes voltajes de la red según la regulación Nro. ARCERNNR-002/20 (Codificada).

Tabla 1.2. Niveles de voltaje admisibles [10].

Denominación	Nivel de voltaje	Rango admisible
<i>Extra alto voltaje</i>	$> 138 \text{ kV}$	$\pm 5.0\%$
<i>Alto voltaje</i>	$40 < \text{kV} \leq 138$	$\pm 5.0\%$
<i>Medio voltaje</i>	$0,6 < \text{kV} \leq 40$	$\pm 6.0\%$
<i>Bajo voltaje</i>	$\leq 0,6 \text{ kV}$	$\pm 8.0\%$

1.4.7 Software para análisis eléctrico

En el campo de la ingeniería eléctrica, el análisis y la optimización de sistemas de potencia son esenciales para garantizar un suministro eficiente y seguro de energía. Para abordar los complejos desafíos asociados con la planificación, operación y mantenimiento de estos sistemas, los ingenieros recurren a herramientas de software avanzadas. Entre las más destacadas se encuentran PowerFactory y Python.

1.4.7.1 PowerFactory

PowerFactory es un software avanzado de análisis de sistemas de potencia desarrollado por DigSILENT. Está diseñado para proporcionar a ingenieros y operadores de sistemas eléctricos una plataforma integral para el modelado, simulación y análisis de redes eléctricas, abarcando generación, transmisión, distribución y microgrids [11].

Una de las características principales de PowerFactory es su capacidad para realizar análisis de flujo de carga, cálculos de cortocircuitos, estudios de estabilidad y análisis dinámico. Estas funcionalidades permiten evaluar el comportamiento del sistema eléctrico bajo diversas condiciones operativas y perturbaciones, proporcionando información crítica para la toma de decisiones [12].

Además, PowerFactory ofrece herramientas avanzadas como el análisis armónico, que examina los efectos de los armónicos en la red y su impacto en la calidad de la energía, y la protección y su coordinación, que diseña y evalúa esquemas de protección para asegurar la correcta coordinación de dispositivos. También facilita la planificación de la expansión de la red eléctrica, optimizando la inversión en infraestructura [11].

El software PowerFactory es altamente integrable y automatizable gracias a su interfaz, que permite la integración con otros software y la automatización de tareas mediante scripting. Utiliza una base de datos centralizada para almacenar modelos de red y resultados de simulaciones, lo que facilita el acceso y la gestión de la información.

PowerFactory también se destaca en aplicaciones especializadas como la integración de fuentes de energía renovable y la operación de microgrids, así como en el análisis y planificación de redes inteligentes. Su interfaz gráfica intuitiva y sus reportes personalizables permiten a los usuarios visualizar la red y los resultados de los análisis de manera clara y comprensible [12].

1.4.7.2 Python

Python es un lenguaje de programación versátil y poderoso que ha ganado una amplia aceptación en diversas áreas de la ingeniería, incluyendo la ingeniería eléctrica. Su sintaxis clara y fácil de aprender, junto con una extensa biblioteca de módulos y paquetes, lo convierte en una herramienta ideal para el análisis, simulación y automatización de tareas complejas en sistemas eléctricos [13].

En el ámbito de la ingeniería eléctrica, Python es utilizado para desarrollar scripts personalizados que pueden realizar simulaciones detalladas de sistemas de potencia. Esto incluye análisis de flujo de carga, cálculos de cortocircuito y estudios de estabilidad,

similares a los realizados por software especializado como PowerFactory. Sin embargo, Python ofrece la flexibilidad adicional de poder adaptar y extender las simulaciones según las necesidades específicas del proyecto [13].

Python también facilita el procesamiento y análisis de grandes volúmenes de datos generados por sistemas eléctricos. Con bibliotecas como Pandas para la manipulación de datos, y Matplotlib o Seaborn, para la visualización de resultados, los ingenieros pueden analizar el comportamiento del sistema, identificar patrones y tendencias, y presentar sus hallazgos de manera efectiva. Además, bibliotecas como NumPy y SciPy proporcionan herramientas avanzadas para cálculos numéricos y científicos, que son esenciales para la modelización y análisis detallado de los sistemas eléctricos [14].

La integración de Python con otras herramientas y plataformas es otro de sus puntos fuertes. Por ejemplo, Python puede interactuar con PowerFactory a través de su interfaz, permitiendo la automatización de tareas repetitivas y la realización de estudios más complejos que combinan las capacidades de ambos. Esta integración facilita la creación de entornos de simulación más robustos y personalizados, mejorando la eficiencia y la precisión de los análisis [13].

Además, Python es ampliamente utilizado en el desarrollo de algoritmos para la optimización y el control de redes eléctricas. Esto incluye la gestión de la demanda, la integración de fuentes de energía renovable y la optimización del flujo de potencia. Bibliotecas como PyPSA (Python for Power System Analysis) permiten a los ingenieros modelar y resolver problemas de optimización en sistemas de potencia, contribuyendo al diseño y operación de redes eléctricas más eficientes y sostenibles [14].

1.4.8 Comandos Python – PowerFactory para la automatización de análisis eléctricos

La integración de Python con PowerFactory permite automatizar y mejorar significativamente el análisis de sistemas eléctricos. PowerFactory proporciona una API (Interfaz de Programación de Aplicaciones) que puede ser utilizada mediante Python para realizar tareas como la creación y modificación de modelos, la obtención de datos y la ejecución de análisis de flujos de potencia [14].

Esta sección explica cómo los comandos de Python pueden ser utilizados junto con PowerFactory para automatizar, editar y adquirir parámetros, así como, ejecutar flujos de potencia y ejecutar otras funciones. Los códigos de programación en Python ayudan a mejorar significativamente la eficiencia y precisión en la realización de estudios de redes

eléctricas. Al automatizar procesos repetitivos y laboriosos, los ingenieros pueden dedicar más tiempo a la interpretación de resultados y a la toma de decisiones, mejorando así la gestión y operación de las redes eléctricas [11].

A continuación, en la Tabla 1.3 se describen algunos de los comandos y estructuras clave de Python utilizados en la automatización de análisis eléctricos en PowerFactory.

Tabla 1.3. Comandos en Python – PowerFactory [14].

Comando	Descripción
<i>ElmLne</i>	Hace referencia las líneas eléctricas en el sistema de distribución o transmisión.
<i>ElmLod</i>	Hace referencia a las cargas, que pueden ser cargas industriales, comerciales, residenciales, etc.
<i>ElmShnt</i>	Hace referencia a los dispositivos de compensación shunt, como los capacitores o reactores.
<i>ElmTerm</i>	Hace referencia a los nodos o barras del sistema, donde se conectan los diferentes elementos como líneas, generadores, cargas, etc.
<i>ComLdf</i>	Comando utilizado para realizar un flujo de carga (Load Flow) en un sistema eléctrico
<i>SetAttribute</i>	Se utiliza para modificar atributos de los elementos del modelo eléctrico
<i>GetAttribute</i>	Se utiliza para obtener el valor de un atributo específico de un elemento en el modelo eléctrico
<i>GetCalcRelevantObjects</i>	Se utiliza para obtener una lista de objetos relevantes para el cálculo dentro del estudio de caso activo
<i>GetApplication</i>	Establece una conexión con la aplicación PowerFactory desde un script de Python.
<i>GetCurrentUser</i>	Obtiene el usuario actual que está utilizando la aplicación en PowerFactory.
<i>ActivateProject</i>	Activa un proyecto específico en PowerFactory.
<i>GetActiveProject</i>	Obtiene el nombre del proyecto que está actualmente activo.
<i>GetActiveStudyCase</i>	Obtiene el estudio de caso que está actualmente activo en el proyecto.

2. METODOLOGÍA

2.1 Redes eléctricas de prueba

Las redes eléctricas de prueba son sistemas simplificados y controlados que representan segmentos de redes eléctricas reales. La elección de la red de prueba adecuada depende de varios factores, incluyendo el objetivo de la investigación o prueba, la complejidad requerida del sistema y los recursos disponibles.

Para esta investigación se escoge el sistema IEEE 13 Node Test Feeder ya que es una red eléctrica de prueba ampliamente utilizada en la investigación y desarrollo en el campo de la ingeniería eléctrica y la energía, este sistema permite una variedad de configuraciones y escenarios de prueba, lo cual es útil para el desarrollo de este trabajo.

2.2 Sistema IEEE 13 Node Test Feeder

El sistema de 13 barras mostrado en la Figura 2.1, es una red de distribución que incluye 13 nodos (barras) y varias ramas (líneas de transmisión y transformadores). Este modelo incluye elementos típicos de una red de distribución, como cargas, generadores y capacitores.

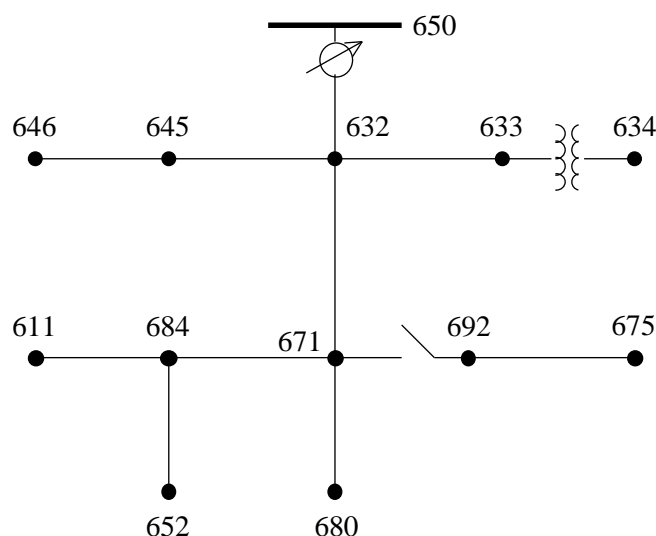


Figura 2.1. IEEE 13 Node Test Feder [15].

2.2.1 Características del sistema

Voltajes: Los niveles de voltaje en las barras del sistema IEEE 13 Node Test Feeder son en su mayoría de 4,16 kV, a excepción de la barra 643 donde se conecta un transformador reductor para que el voltaje pase de 4,16 a 0,48 kV, los niveles de voltaje en cada barra se pueden visualizar en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Voltajes en las barras del sistema IEEE 13 Node Test Feeder [15].

Barra	Voltaje [kV]
611	4,16
632	4,16
633	4,16
634	0,48
645	4,16
646	4,16
650	4,16
652	4,16
671	4,16
675	4,16
680	4,16
684	4,16
692	4,16

Cargas Desbalanceadas: Algunas cargas del sistema IEEE 13 Node Test Feeder pueden estar desbalanceadas, lo que permite estudiar los efectos de desbalances en la red.

Los sistemas desbalanceados son aquellos en los que las cargas no son iguales en cada fase. Esto es común en las redes de distribución debido a la naturaleza variable y desigual de la demanda en diferentes puntos del sistema. Los desbalances pueden originar sobrecargas en ciertos elementos del sistema, pérdidas de potencia adicionales, y degradación de la calidad del servicio eléctrico.

A continuación, en la Tabla 2.2 muestra las cargas del sistema IEEE 13 Node Test Feeder.

Tabla 2.2. Datos de carga del sistema IEEE 13 Node Test Feeder [15].

Nombre	Carga	Fase A	Fase A	Fase B	Fase B	Fase C	Fase C
	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
L634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
L645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
L646	D-Z	0	0	230	132	0	0
L652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
L671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
L675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
L692	D-I	0	0	0	0	170	151
L611	Y-I	0	0	0	0	170	80
DistLod1	Y-PQ	3,4	2	13,2	7,6	23,4	12,6
DistLod2	Y-PQ	3,4	2	13,2	7,6	23,4	12,6
DistLod4	Y-PQ	3,4	2	13,2	7,6	23,4	12,6
DistLod5	Y-PQ	3,4	2	13,2	7,6	23,4	12,6
DistributedLoad	Y-PQ	3,4	2	13,2	7,6	23,4	12,6

Radialidad: La configuración de la red donde la electricidad fluye desde una única fuente o subestación a través de ramas hacia los consumidores finales, sin la posibilidad de caminos alternativos. Este tipo de configuración es común en los sistemas de distribución debido a su simplicidad y bajo costo de implementación [9].

A continuación, la Tabla 2.3 muestra los datos de las líneas del sistema de prueba.

Tabla 2.3. Datos de líneas del sistema IEEE 13 Node Test Feeder [15].

Nodo A	Nodo B	Longitud (ft.)
632	645	500
632	633	500
633	634	0
645	646	300
650	632	2000
684	652	800
632	671	2000
671	684	300
671	680	1000
671	692	0
684	611	300
692	675	500

Transformador: En la Tabla 2.4 se puede observar las características del transformador reductor conectado a las barras 633 y 634.

Tabla 2.4. Datos del transformador del sistema IEEE 13 Node Test Feeder [15].

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	5,000	115 - D	4,16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4,16 – Gr.W	0,48 – Gr.W	1,1	2

Capacitores: En el sistema IEEE existen 2 capacitores conectados a las barras 675 y 611, sus características se observan en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5. Capacidad de capacitores conectados al sistema IEEE 13 Node Test Feeder [15].

Nodo	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611			100

2.3 Validación del sistema IEEE 13 Node Test Feeder en el software DlgSILENT PowerFactory

La validación del sistema IEEE 13 Node Test Feeder se realizará mediante la comparación de los datos obtenidos con flujo de potencia en PowerFactory comparados con los resultados incluidos en la documentación original del IEEE 13 Node Test Feeder. El flujo de potencia es una técnica fundamental en el análisis de sistemas eléctricos, utilizada para determinar el voltaje, la corriente, y la potencia en diferentes partes de la red.

Para la validación de datos se hace uso de la Ecuación 2.1 para calcular el error entre los resultados de voltajes obtenidos por medio de flujo de potencia de PowerFactory y con la documentación original del sistema IEEE 13 Node Test Feeder [15].

$$\%Error = \left| \frac{Valor\ simulación - Valor\ teórico}{Valor\ simulación} \times 100\% \right| [\%]$$

Ecuación 2.1. Porcentaje de error para validación de datos.

Los cálculos realizados del error de voltaje se presentan en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6. Porcentaje de error voltaje de las fases A, B y C del sistema IEEE 13 Node Test Feeder.

Barra	Voltaje Fase A (IEEE)	Voltaje Fase A (Power Factory)	% Error	Voltaje Fase B (IEEE)	Voltaje Fase B (Power Factory)	% Error	Voltaje Fase C (IEEE)	Voltaje Fase C (Power Factory)	Error [%]
611	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9740	0,9740	0,0000
632	1,0210	1,0209	2,1098	1,0420	1,0429	0,0863	1,01740	1,0167	0,0688
633	1,01800	1,01800	1,8000	1,0401	1,0400	0,0096	1,0148	1,0150	0,0197
634	0,994	0,9941	0,6101	1,0215	1,0215	0,0000	0,9962	0,9962	0,0000
645	0,0000	0,0000	0,0000	1,0352	1,0352	0,0000	1,0132	1,0132	0,0000
646	0,0000	0,0000	0,0000	1,0335	1,0335	0,0000	1,0112	1,0112	0,0000
650	1,0000	1,0000	0,0000	1,0000	1,0000	0,0000	1,0000	1,0000	0,0000
652	0,9825	0,9833	1,8314	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
671	0,9900	0,9899	0,9899	1,0529	1,0529	0,0000	0,9780	0,9780	0,0000
675	0,9835	0,9832	1,6195	1,0572	1,0572	0,0000	0,9756	0,9756	0,0000
680	0,9899	0,9899	1,0100	1,0529	1,0529	0,0000	0,9780	0,9780	0,0000
684	0,9881	0,9881	1,1900	0,0000	0,0000	0,0000	0,9759	0,9759	0,0000
692	0,9899	0,9899	1,0100	1,0529	1,0529	0,0000	0,9780	0,9780	0,0000

Los errores son bajos, por lo que se acepta a la red IEEE 13 Node Test Feeder de PowerFactory como válida para este trabajo de integración curricular

2.4 Modelación de capacitores

2.4.1 Creación del capacitor en PowerFactory

En PowerFactory, los capacitores se modelan como objetos de tipo *ElmShnt*. Para crear un capacitor, se puede insertar un objeto *ElmShnt* en el diagrama unifilar y conectarlo al nodo deseado, por lo tanto, se obtiene los siguientes capacitores creados en PowerFactory y su ubicación, mostrados en las Tablas 2.7 y 2.8 que corresponden a la conexión de capacitores tanto en barras como en las líneas, respectivamente.

De igual manera se puede mencionar que los capacitores conectados a las líneas en la red de prueba están ubicados al 50% de su distancia total.

Tabla 2.7. Nombres de los capacitores creados y su ubicación en barras del sistema.

Barra	Capacitor creado
611	C611 B
632	C632
633	C633
634	C634
645	C645
646	C646
652	C652
671	C671
675	C675 B
680	C680
684	C684
692	C692
RG60	C RG60

Tabla 2.8. Nombres de los capacitores creados y su ubicación en las líneas del sistema.

Línea	Capacitor creado
LOHL645-646	C 646-645
LOHL632-645	C 645-632
LOHL632-633	C 632-633
LOHL684-611	C 611-684
LOHL671-684	C 684-671
LOHL671-680	C 671-680
LOHL650-632	C RG60-632
s4LOHL632-671	C 632-671
LC692-675	C 692-675

2.4.2 Configuración de parámetros del capacitor

Una vez creado el objeto ElmShnt, se deben configurar los parámetros del capacitor. A continuación, se enlistan varios parámetros clave:

1. **Name:** Nombre del capacitor.
2. **Terminal:** El terminal, barra o nodo al que está conectado el capacitor.
3. **Out of Service:** Opción para indicar si el capacitor está fuera de servicio.
4. **System Type (Tipo de Sistema):** Este parámetro define el tipo de sistema de energía para el cual se está modelando el capacitor: AC (Corriente Alterna), DC (Corriente Continua) y AC/BI (Alterna/Bidireccional)
5. **Technology:** Indican la configuración de fases y neutro del sistema eléctrico al cual está conectado el capacitor, entre las opciones se tiene las siguientes configuraciones que son:
 - 3PH-'D' (3 Phase - Delta)
 - 3PH-'Y' (3 Phase - Estrella)
 - 3PH-'YN' (3 Phase – Estrella-Neutro)
 - 2PH-'Y' (2 Phase - Estrella)
 - 2PH-'YN' (2 Phase – Estrella-Neutro)
 - 1PH PH-PH (Single Phase - Phase to Phase)
 - 1PH PH-N (Single Phase - Phase to Neutral)
 - 1PH PH-E (Single Phase - Phase to Earth)
6. **Rated Voltage:** Tensión nominal del capacitor.
7. **Shunt Type:** Define la configuración del componente de derivación (shunt) en el sistema eléctrico. Las opciones disponibles son:
 - *RLC*: Configuración que incluye resistencia (R), inductancia (L) y capacitancia (C) en paralelo.
 - *RL*: Configuración que incluye solo resistencia (R) e inductancia (L) en paralelo.
 - *C*: Configuración que incluye solo capacitancia (C). Utilizado para modelar capacitores de potencia que se utilizan para compensar la potencia reactiva capacitiva en el sistema.
 - *RLC-Rp*: Configuración que incluye resistencia (R), inductancia (L) y capacitancia (C) en paralelo, junto con una resistencia paralela adicional (Rp). Usado para una representación más detallada de los componentes, considerando una resistencia adicional para modelar pérdidas paralelas.

- *RL-C1-C2-Rp*: Configuración que incluye resistencia (R) e inductancia (L) en paralelo, dos capacitancias (C1 y C2) y una resistencia paralela adicional (Rp). Utilizado para modelar filtros de armónicos o redes de compensación más complejas que requieren una representación detallada de múltiples elementos capacitivos junto con componentes resistivos e inductivos.

8. Input Mode: Este parámetro define cómo se ingresan y utilizan los datos de configuración para el capacitor en el sistema. Las opciones disponibles son:

- *Default*: Utiliza los parámetros predeterminados del sistema o del modelo. En este modo, el software utiliza valores preestablecidos y configuraciones estándar para simular el comportamiento del capacitor.
- *Design Parameter*: Permite al usuario ingresar y utilizar parámetros de diseño específicos para el capacitor, tales como la potencia reactiva nominal (Rated Reactive Power, C) y el factor de pérdidas (Loss Factor, $\tan(\delta)$). Estos parámetros son utilizados para calcular el comportamiento del capacitor.
- *Layout Parameter*: Permite al usuario ingresar y utilizar parámetros de disposición física del capacitor, tales como la capacitancia (Capacitance) y la conductancia paralela (Parallel Conductance). Estos parámetros son utilizados para simular el comportamiento del capacitor en el sistema.

9. Rated Reactive Power, C: Potencia reactiva nominal por paso

10. Loss Factor (Factor de Pérdidas): representa las pérdidas internas del capacitor.

Es un parámetro importante porque los capacitores no son completamente ideales y tienen pérdidas de energía, generalmente en forma de calor. En la ventana de parámetros, el Loss Factor se especifica en forma de porcentaje o factor decimal.

A continuación, la Figura 2.2 muestra el modelo de capacitor usado en este TIC según el datasheet de la Figura 2.3, cabe mencionar que la tecnología utilizada en el modelo del capacitor depende del nodo y la línea a la que se encuentre conectado el banco de capacitor.

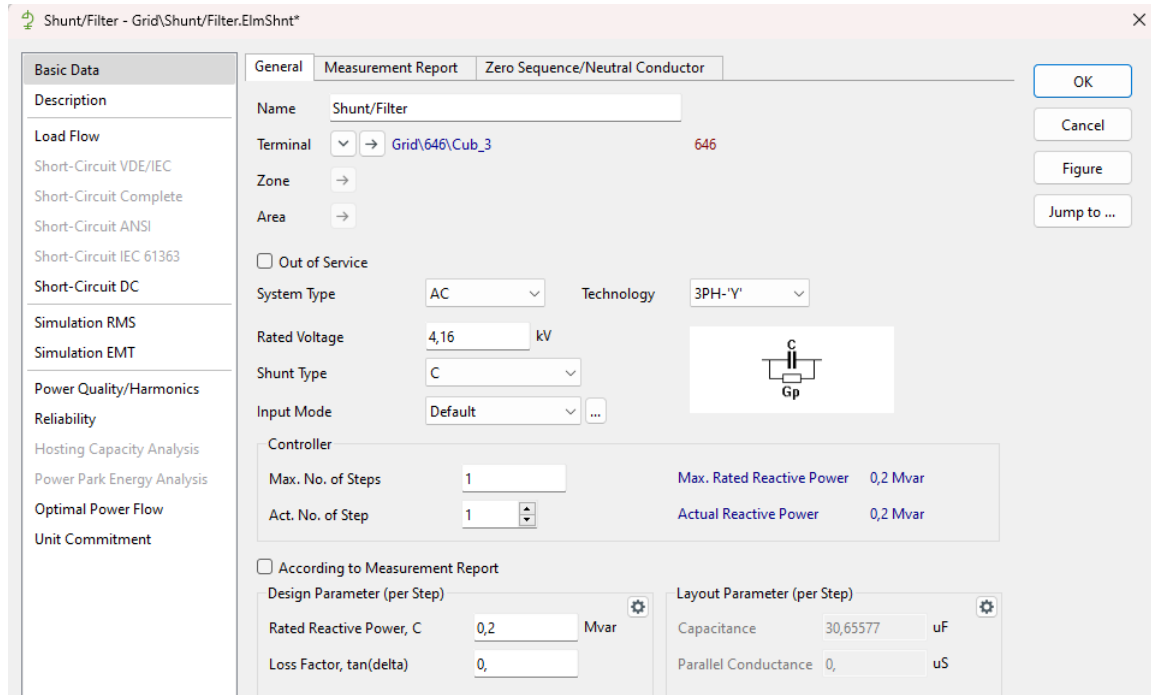


Figura 2.2. Ventana configuración de parámetros del capacitor.

Technical data and specifications

Characteristics	MKV525-D-25-02	
Rated capacitance C_R	3 × 96.2 μF	
Tolerance	-5/+10%	
Connection	D (Delta)	
Rated voltage V_R	525 V AC	
Rated frequency f_R	50 Hz	60 Hz
Output	25 kvar	30 kvar
Rated current I_R	28 A	34 A
$\tan \delta$ (dielectric)	0.2 W/kvar	

Figura 2.3. Datos de capacitores eléctricos [16].

2.5 Definición de escenarios de análisis

Para realizar un análisis detallado del comportamiento de la red de prueba y de la ubicación de capacitores, se ha decidido crear escenarios de demanda que reflejen las diferentes condiciones de operación. En esta sección, se establecerán tres escenarios de demanda (máxima, media y baja) basados en la curva de demanda residencial de Ecuador.

2.5.1 Pasos para generar la curva de demanda

1. **Recopilación de datos:** Se toma como referencia la curva de demanda del país presentada por parte del CENACE como se puede observar en la Figura 2.4, en donde se recolectan datos aproximados de consumo eléctrico para las diferentes horas del día como se puede observar en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9. Datos aproximados de la curva de demanda del país.

Hora	Producción Total (MW)
0:00	3900,00
1:00	3700,00
2:00	3500,00
3:00	3400,00
4:00	3400,00
5:00	3500,00
6:00	3700,00
7:00	3400,00
8:00	3700,00
9:00	4000,00
10:00	4200,00
11:00	4300,00
12:00	4300,00
13:00	4400,00
14:00	4500,00
15:00	4600,00
16:00	4500,00
17:00	4300,00
18:00	4400,00
19:00	4800,00
20:00	4900,00
21:00	4600,00
22:00	4400,00
23:00	4200,00

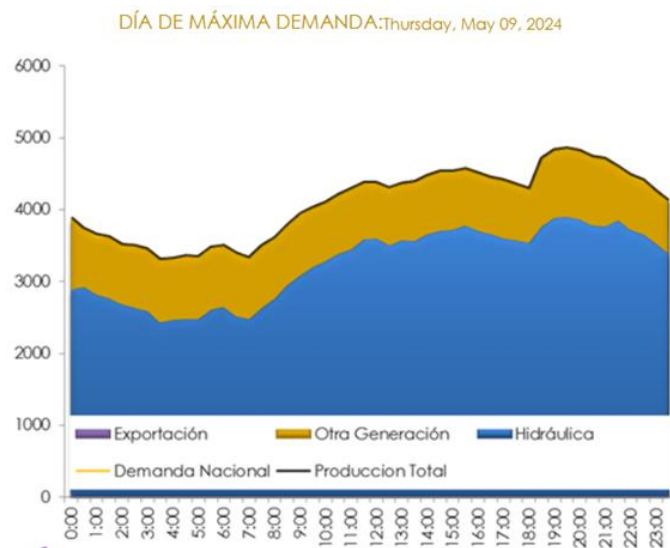


Figura 2.4. Curva de demanda del país [17].

2. **Procesamiento de datos:** Se procesa los datos para obtener una curva de demanda típica. A continuación, se realiza una relación entre la demanda máxima del Ecuador y la demanda máxima del sistema IEEE 13 Node Test Feeder para obtener un factor k que servirá como valor para ajustar los datos aproximados de la curva de demanda del país para su uso en el sistema IEEE 13 Node Test Feeder.

A continuación, se muestra en la Tabla 2.10 los datos de potencia de las cargas en kW que se posee la red IEEE 13 Node Test Feeder.

Tabla 2.10. Demanda de cargas en el sistema.

Carga	Capacidad
	kW
<i>DistLod1</i>	40
<i>DistLod2</i>	40
<i>DistLod4</i>	40
<i>DistLod5</i>	40
<i>DistributedLoad</i>	40
<i>L571-DcPQ</i>	1155
<i>L511-Ycl</i>	170
<i>L634-YcPQ</i>	400
<i>L645-YcPQ</i>	170
<i>L646-DcZ</i>	230
<i>L652-YcZ</i>	128
<i>L675-YcPQ</i>	843
<i>L692-Dcl</i>	170
TOTAL	3466

Por lo tanto:

Demanda máxima aproximada del país: 4900 MW

Demanda máxima de la red de prueba IEEE: 3466 kW

$$k = \frac{3466 \text{ kW}}{4900 \text{ MW}} = 0,0007073$$

Ecuación 2.2. Factor k de ajuste de demanda.

Este factor k se multiplica por cada uno de los datos aproximados de la curva de demanda del país y, por lo tanto, como resultado, se obtiene los datos de la curva de demanda para la red de prueba IEEE 13 Node Test Feeder.

A continuación, la Tabla 2.11 muestra los datos de demanda para el sistema IEEE 13 Node Test Feeder.

Tabla 2.11. Datos aproximados de demanda de la red de prueba.

Hora	Producción Total (MW)	Producción Total de la red de prueba (kW)
0:00	3900	2758,65
1:00	3700	2617,18
2:00	3500	2475,71
3:00	3400	2404,98
4:00	3400	2404,98
5:00	3500	2475,71
6:00	3700	2617,18
7:00	3400	2404,98
8:00	3700	2617,18
9:00	4000	2829,39
10:00	4200	2970,86
11:00	4300	3041,59
12:00	4300	3041,59
13:00	4400	3112,33
14:00	4500	3183,06
15:00	4600	3253,80
16:00	4500	3183,06
17:00	4300	3041,59
18:00	4400	3112,33
19:00	4800	3395,27
20:00	4900	3466,00
21:00	4600	3253,80
22:00	4400	3112,33
23:00	4200	2970,86

3. Definición de escenarios de demanda: A partir de los datos aproximados de demanda de la red de prueba se obtienen los siguientes valores necesarios para establecer los casos de estudio. Luego, para implementar los escenarios de demanda en la red de prueba en PowerFactory, se realiza una modificación en el factor de escalamiento en las cargas de la red por medio de un código en Python.

- a. *Demanda Máxima:* Se selecciona el pico de demanda más alto 3466 kW (Scaling Factor = 1).
- b. *Demanda Media:* Se calcula el promedio de demanda diario 2906,02 kW (Scaling Factor = 0,8384).

c. *Demanda Mínima*: Se selecciona el valor mínimo de demanda 2402,98 kW (Scaling Factor = 0,6939).

4. **Generación de curvas de demanda**: Con lo mencionado anteriormente se obtiene la Tabla 2.12 en donde se muestra el comportamiento de cada una de las cargas para los tres escenarios de demanda establecidos.

Tabla 2.12. Demanda de cargas en el sistema IEEE 13 Barras.

Carga	Demanda Máxima	Demanda Mínima	Demanda Media
	kW	kW	kW
<i>DistLod1</i>	40	27,76	33,54
<i>DistLod2</i>	40	27,76	33,54
<i>DistLod4</i>	40	27,76	33,54
<i>DistLod5</i>	40	27,76	33,54
<i>DistributedLoad</i>	40	27,76	33,54
<i>L571-DcPQ</i>	1155	801,43	968,39
<i>L511-Ycl</i>	170	117,96	142,53
<i>L634-YcPQ</i>	400	277,55	335,37
<i>L645-YcPQ</i>	170	117,96	142,53
<i>L646-DcZ</i>	230	159,59	192,84
<i>L652-YcZ</i>	128	88,82	107,32
<i>L675-YcPQ</i>	843	584,94	706,80
<i>L692-Dcl</i>	170	117,96	142,53
TOTAL	3466	2404,98	2906,02

2.5.2 Casos de estudio

Para cada uno de los tres escenarios de demanda (máxima, media, baja), se analizan tres casos de estudio con diferentes capacidades de capacitores. Las capacidades de potencia reactiva se han definido con valores cercanos a la potencia reactiva de la red. A continuación, se presenta la Tabla 2.13 en donde se muestran todos los casos de estudio que se analizarán.

Tabla 2.13. Casos de estudio.

CASO DE ESTUDIO	Caso 0	Flujo inicial de los tres escenarios sin la conexión de capacitor.
	Caso 1	<i>Demanda mínima:</i> conexión de un capacitor de 200 kVAr
	Caso 2	<i>Demanda media:</i> conexión de un capacitor de 200 kVAr
	Caso 3	<i>Demanda máxima:</i> conexión de un capacitor de 200 kVAr
	Caso 4	<i>Demanda mínima:</i> conexión de un capacitor de 400 kVAr
	Caso 5	<i>Demanda media:</i> conexión de un capacitor de 400 kVAr
	Caso 6	<i>Demanda máxima:</i> conexión de un capacitor de 400 kVAr
	Caso 7	<i>Demanda mínima:</i> conexión de un capacitor de 600 kVAr
	Caso 8	<i>Demanda media:</i> conexión de un capacitor de 600 kVAr
	Caso 9	<i>Demanda máxima:</i> conexión de un capacitor de 600 kVAr

2.6 Tratamiento del problema de ubicación de capacitores mediante métodos heurísticos

La búsqueda aleatoria es un método heurístico que explora el espacio de soluciones posibles de manera aleatoria. En el contexto de la ubicación de capacitores, implica generar ubicaciones posibles para los capacitores y evaluar el rendimiento del sistema para cada una de estas configuraciones. Se conecta y desconecta capacitores recorriendo las barras del sistema para encontrar la mejor configuración.

La evaluación se realiza en base a métricas de rendimiento, que son indicadores que se utilizan para evaluar la efectividad de las configuraciones de capacitores en el sistema de distribución. En este caso, las métricas de rendimiento más relevantes podrían ser:

- **Pérdidas de potencia activa (Pérdidas en kW):** Cantidad de potencia activa perdida en el sistema debido a la resistencia en las líneas de transmisión.
- **Perfil de voltaje:** Nivel de voltaje en cada barra del sistema. Se busca mantener los voltajes dentro de un rango aceptable para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente.

Para cada configuración de capacitores, se simula el sistema y se calculan estas métricas de rendimiento. Se comparan las métricas para determinar cuál configuración ofrece el mejor balance entre las pérdidas de potencia y el perfil de voltaje.

A continuación, la Figura 2.5 muestra un diagrama de flujo donde se indica de forma general la lógica de programación que se llevará a cabo en el trabajo de integración curricular.

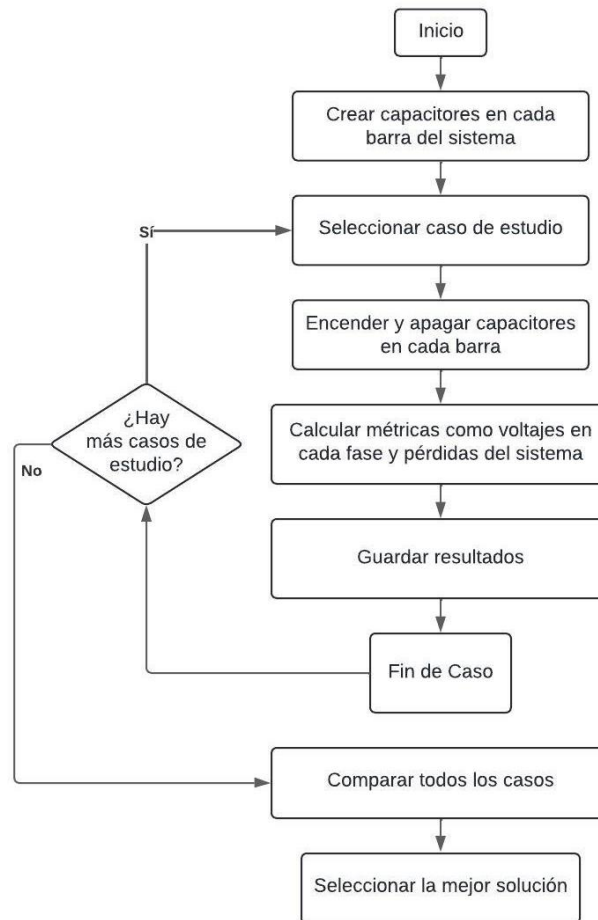


Figura 2.5. Tratamiento del problema de ubicación de capacitores.

2.7 Automatización de casos de análisis usando Python

2.7.1 Comunicación Python – PowerFactory

En esta sección se describen los pasos necesarios para comunicar PowerFactory y Python.

1. Importar módulos necesarios:

- *pandas*: para manipulación de datos.
- *os* y *sys*: para manipulación de rutas de archivos y variables de entorno.
- *powerfactory*: para interactuar con la aplicación PowerFactory.

2. Configuración de la ruta de PowerFactory:

- Se añade la ruta de instalación de PowerFactory al sistema operativo mediante la variable de entorno *PATH*.
- Se añade la ruta del entorno de Python ubicado en PowerFactory

3. Inicialización de PowerFactory:

- Se importa el módulo powerfactory y se inicializa la aplicación PowerFactory mediante la función *GetApplication()*.
- Se muestra la interfaz de PowerFactory en modo engine, lo que permite interactuar con la aplicación desde un script al mismo tiempo.

4. Definición del proyecto y caso de estudio:

- Se define el nombre del proyecto como 'IEEE 13 Node Feeder Modificado COMPLETO' y el caso de estudio como 'Study Detailed Network Model'.

5. Activación del proyecto y caso de estudio:

- Se obtiene el usuario actual de PowerFactory mediante *GetCurrentUser*.
- Se activa el proyecto especificado mediante el nombre definido con el comando *ActivateProject(projName)*
- Se obtienen el proyecto activo (proj) y el caso de estudio activo (stcase) para su posterior manipulación.

A continuación, la Figura 2.6 presenta un diagrama de flujo sobre el proceso de comunicación entre Python y PowerFactory.

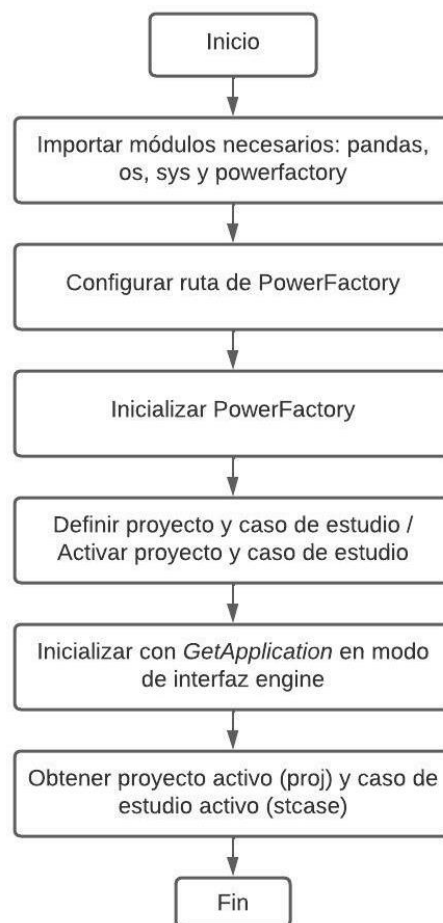


Figura 2.6. Proceso de comunicación Python y PowerFactory.

2.7.2 Ejecución de simulaciones de flujos de potencia

Para el análisis del flujo de carga se siguen los siguientes pasos:

1. Obtención y Modificación de Bancos de Capacitores (Shunts):

- Se crea un diccionario vacío llamado `shunt_dict`.
- Luego, obtiene todos los bancos de capacitores relevantes en PowerFactory y los agrega al diccionario utilizando el nombre de localización como clave y el objeto como valor.
- Después, se itera sobre una lista predefinida de nombres de bancos de capacitores a modificar (`shunt_name`), verificando si cada nombre está presente en el diccionario. Si lo está, se establecen ciertos atributos del banco de capacitores, como `'outserv'` en 0 si se requiere en servicio o 1 si se requiere fuera de servicio y `'qcapn'` es el valor del capacitor en MVAR que se le asigna.

2. Obtención y Modificación de Cargas (Loads):

- Similar al paso anterior, se crea un diccionario vacío llamado `load_dict` para almacenar las cargas.
- Se obtienen todas las cargas relevantes en PowerFactory y se agregan al diccionario.
- Luego, se itera sobre una lista predefinida de nombres de cargas a modificar (`load_name`). Para cada carga en la lista, se verifica si está presente en el diccionario y, si lo está, se establece el atributo `'scale0'` siendo este parámetro el factor de escalamiento que permitirá establecer el escenario de demanda en el que se está trabajando

3. Realización del Flujo de Potencia:

- Se obtiene el objeto de flujo de potencia `'LoadFlow'` y se configura para realizar el cálculo del flujo de potencia para un sistema desbalanceado (`'iopt_net'` en 1).
- Se ejecuta el cálculo del flujo de potencia.
- Recopilación de Datos de Barras y Líneas:
- Se crea un diccionario para almacenar las barras y se obtienen todas las barras relevantes en PowerFactory.
- Para cada barra, se recopilan los valores de voltaje por fase y las pérdidas de potencia.
- También se obtienen las pérdidas de potencia.

4. Creación de DataFrames de Pandas:

- Se utilizan las listas de datos de barras y líneas para crear DataFrames de Pandas.
- Impresión y Exportación de Resultados:
- Se filtran los valores de voltaje de las barras según una lista específica de nombres y se imprime la tabla resultante.
- Se establece una ruta y un nombre de archivo Excel donde se guardarán los datos.
- Se exportan los DataFrames a hojas de Excel en el archivo especificado.

2.7.3 Función iterativa

1. Definición de la Función Iterativa:

- Se define una función llamada `process_shunt` que toma el nombre del banco de capacitores a procesar (`shunt_name`), un diccionario de bancos de capacitores (`shunt_dict`), la aplicación PowerFactory (`app`), y un diccionario de resultados (`results_dict`).

2. Encendido del Banco de Capacitores:

- Dentro de la función `process_shunt`, se enciende el banco de capacitores especificado estableciendo el atributo `'outserv'` en 0.

3. Cálculo del Flujo de Potencia:

- Se ejecuta un cálculo de flujo de potencia en el sistema eléctrico después de encender el banco de capacitores.

4. Recopilación de Datos de Barras:

- Se inicializa un diccionario `bus_dict` para almacenar los objetos de barras del sistema.
- Se obtienen todos los objetos de barras relevantes en el sistema y se recopilan los valores de voltaje por fase y las pérdidas de potencia de cada barra.
- Los valores se agregan a una lista llamada `table` como diccionarios.

5. Creación de DataFrame y Almacenamiento de Resultados:

- Se crea un DataFrame de Pandas (`df`) a partir de la lista de datos recopilados.
- El DataFrame se agrega al diccionario de resultados `results_dict`, utilizando el nombre del banco de capacitores como clave.

6. Apagado del Banco de Capacitores:

- Una vez que se han recopilado los datos, se apaga el banco de capacitores estableciendo 'outserv' en 1.

2.7.4 Procesamiento de datos de los casos establecidos

Para el procesamiento de todos los Casos de Bancos de Capacitores, se siguen los siguientes pasos:

1. Se define una lista de casos de bancos de capacitores (shunt_cases) que se van a procesar.
2. Se itera sobre cada caso de la lista y se procesa utilizando la función process_shunt.
3. Impresión y Exportación de Resultados.
4. Después de procesar todos los casos, se imprime una tabla de resultados para cada caso de banco de capacitores.
5. Se filtran los resultados por las barras específicas definidas en barras_filtradas.
6. Se escriben los resultados filtrados en un archivo Excel en la ubicación especificada por directorio_destino y nombre_archivo.

El algoritmo Python completo, desarrollado en este Trabajo de Integración Curricular, se encuentra en el Anexo I.

3. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados

En esta sección se presentan los resultados de las simulaciones para los escenarios de demanda mínima, media y máxima, conectando un capacitor de 200 kVAr, 400 kVAr y 600 kVAr, para cada escenario y ubicando los capacitores de forma individual, no simultánea, en las diferentes barras y líneas del sistema IEEE 13 Node Test Feeder; las ubicaciones de los capacitores se encuentran detalladas en las Tablas 2.7 y 2.8 del presente documento.

3.1.1 Conexión de capacitor con capacidad de 200 kVAr

CASO 1.-

A continuación, en las Figuras 3.1, 3.2 y 3.3 se presentan los voltajes por fase en los diferentes nodos del sistema de prueba, con diferentes colores, tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 200 kVAr, en escenario de demanda mínima, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

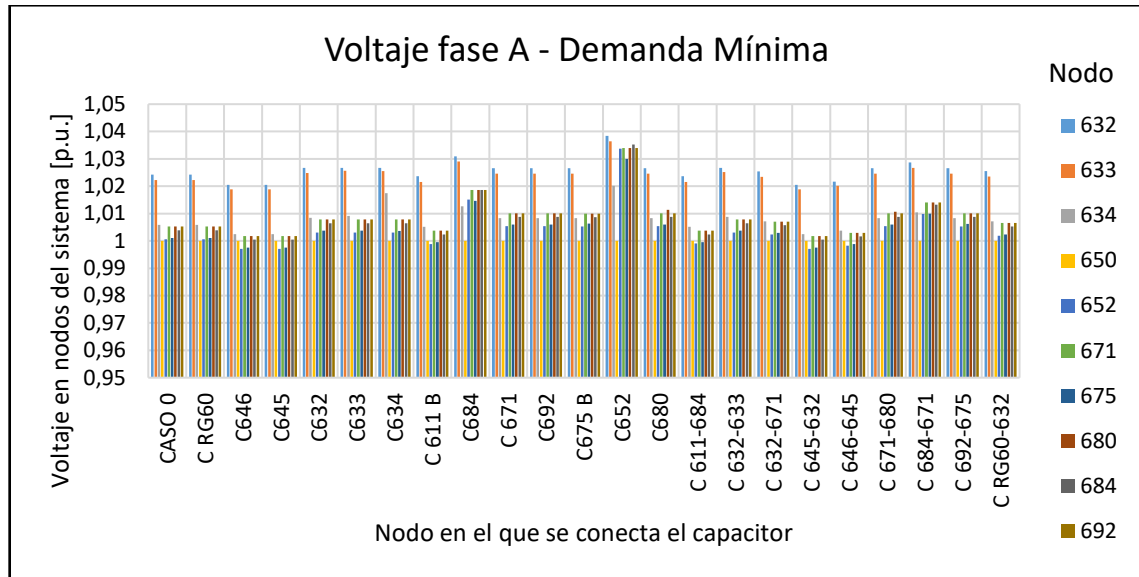


Figura 3.1. Voltaje fase A en demanda mínima - Caso 1.

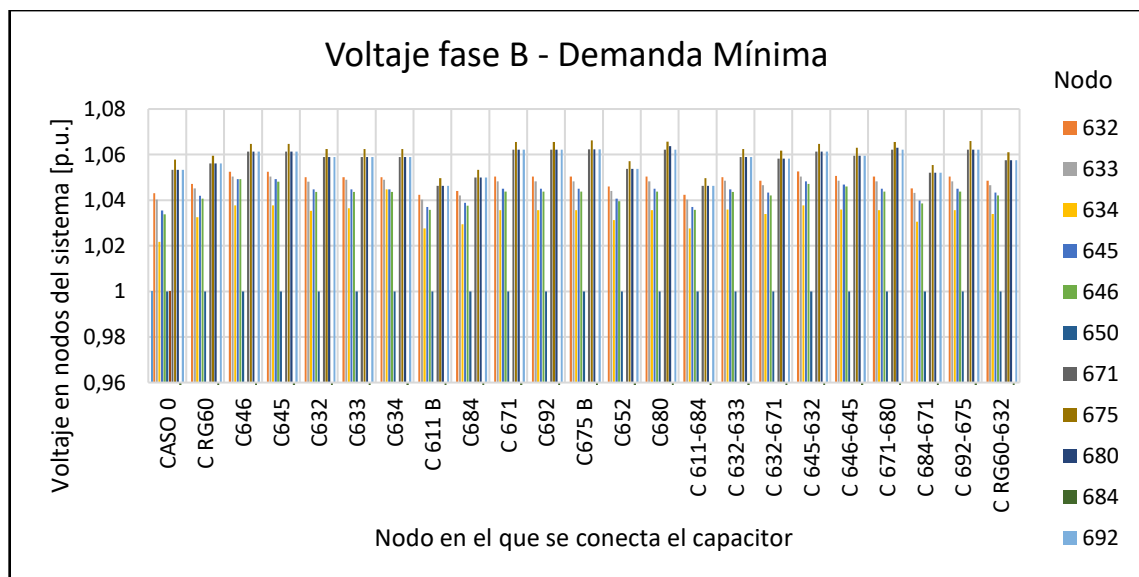


Figura 3.2. Voltaje fase B en demanda mínima - Caso 1.

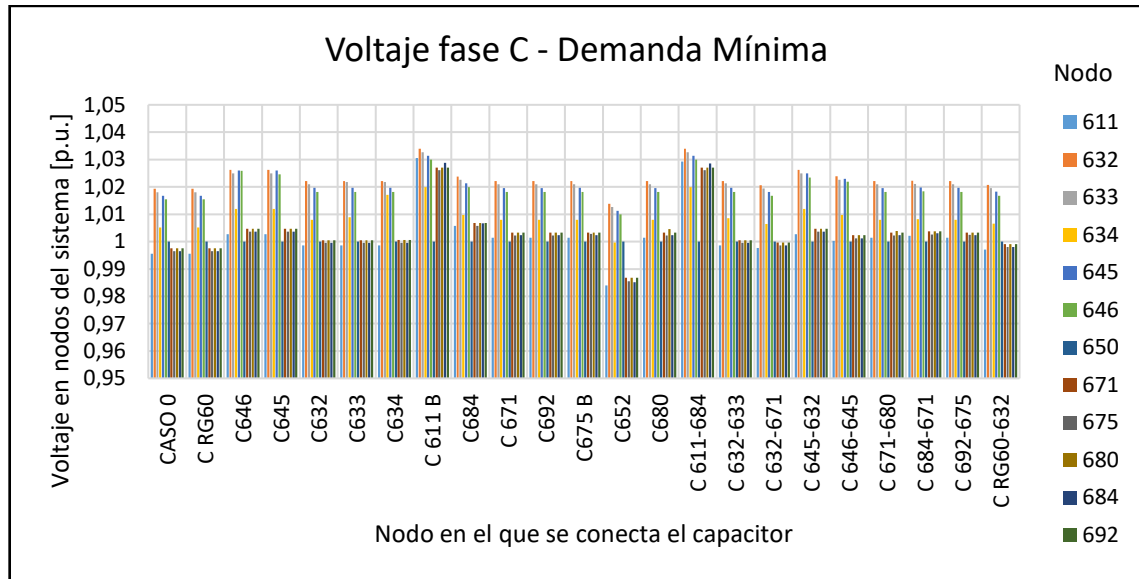


Figura 3.3. Voltaje fase C en demanda mínima - Caso 1.

Analizando las gráficas, se puede observar que, al conectar un capacitor de 200 kVAr en el escenario de demanda mínima, en las barras y líneas del sistema, para las fase A y C no se sobrepasan los límites permitidos de voltaje, sin embargo, en la fase B sí hay ubicaciones de capacitores que provocan que en los nodos se supere el voltaje límite permitido, por lo que, aquellas ubicaciones válidas para la conexión de capacitores son aquellas ubicaciones en las que los niveles de voltaje de los nodos del sistema se mantienen en un rango menor a 1,06 p.u. y corresponden a las ubicaciones: C611 B, C684, C652, C 611-684 y C 684-671.

A continuación, en la Figura 3.4 se presentan las pérdidas de potencia totales del sistema tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 200 kVAr, en escenario de demanda mínima, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

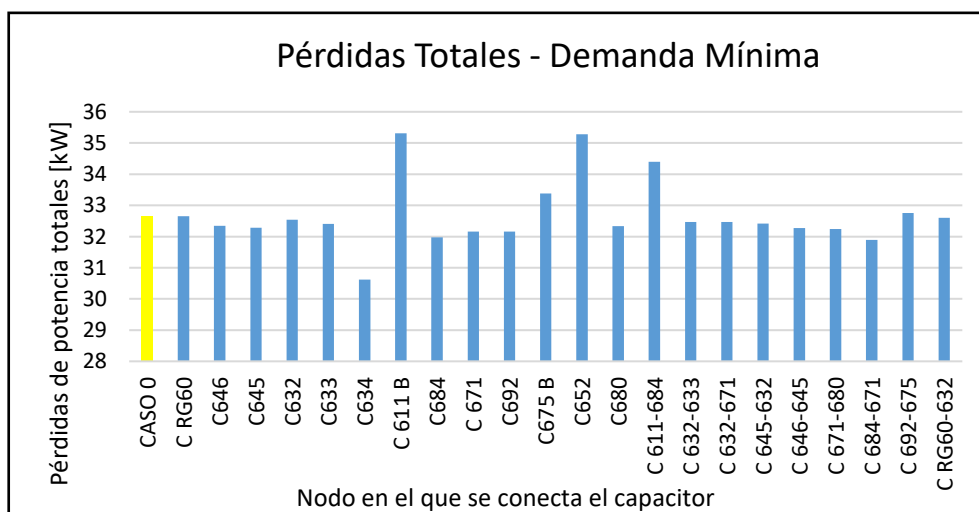


Figura 3.4. Pérdidas de potencia en demanda mínima - Caso 1.

Analizando las pérdidas de potencia totales presentadas en la Figura anterior se puede observar una disminución significativa en las pérdidas de potencia totales para cuando se conecta el capacitor en la barra 634, alcanzándose un valor cercano a 30,62 kW, en dicha ubicación el sistema presenta la menor cantidad de pérdidas comparadas con el resto de las ubicaciones de conexión del capacitor.

CASO 2.-

A continuación, en las Figuras 3.5, 3.6 y 3.7 se presentan los voltajes por fase en los diferentes nodos del sistema de prueba, con diferentes colores, tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 200 kVAr, en escenario de demanda media, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

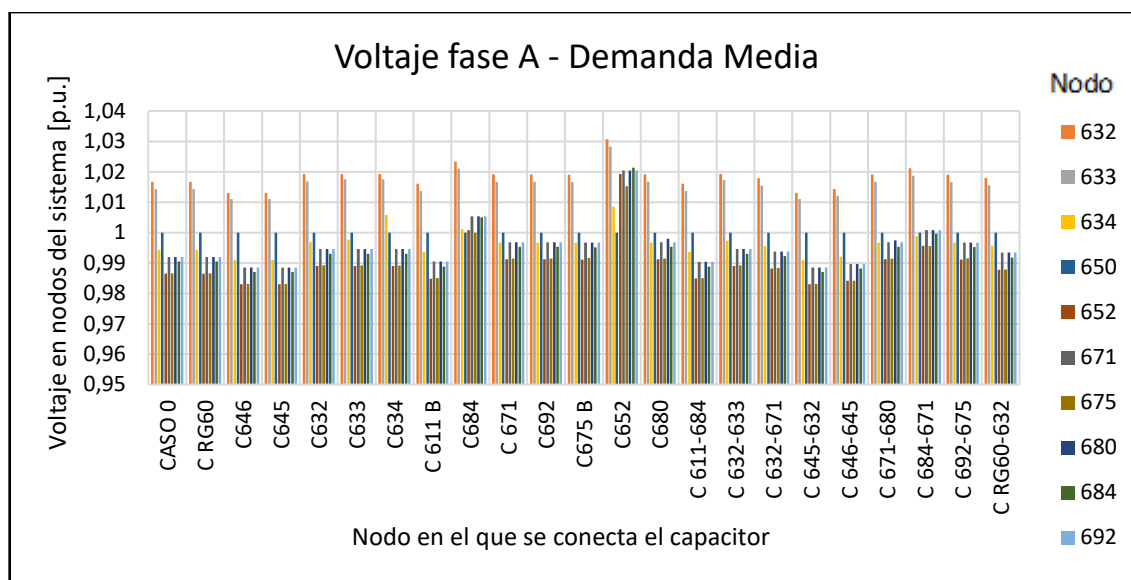


Figura 3.5. Voltaje fase A en demanda media - Caso 2.

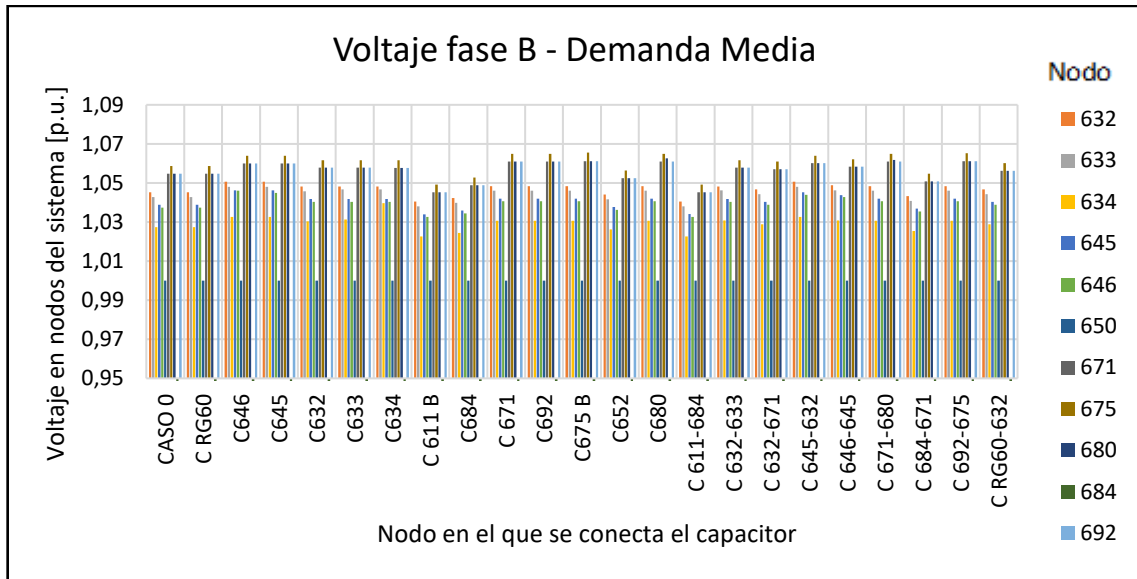


Figura 3.6. Voltaje fase B en demanda media - Caso 2.

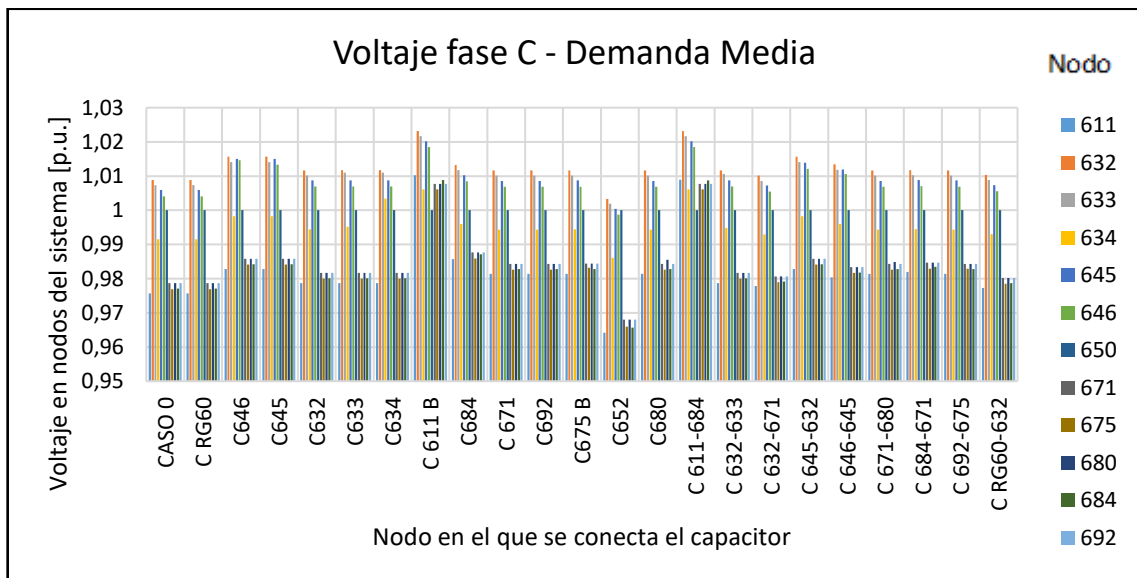


Figura 3.7. Voltaje fase C en demanda media - Caso 2.

Analizando las gráficas, se puede observar que, al conectar un capacitor de 200 kVAr en el escenario de demanda media, en las barras y líneas del sistema, para las fase A y C no se sobrepasan los límites permitidos de voltaje, sin embargo, en la fase B sí hay ubicaciones de capacitores que provocan que en los nodos se supere el voltaje límite permitido, por lo que, aquellas ubicaciones válidas para la conexión de capacitores son aquellas ubicaciones en las que los niveles de voltaje de los nodos del sistema se mantienen en un rango menor a 1,06 p.u. y corresponden a las ubicaciones: C611 B, C684, C652, C 611-684 y C 684-671.

A continuación, en la Figura 3.8 se presentan las pérdidas de potencia totales del sistema tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 200 kVAr, en escenario de demanda media, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

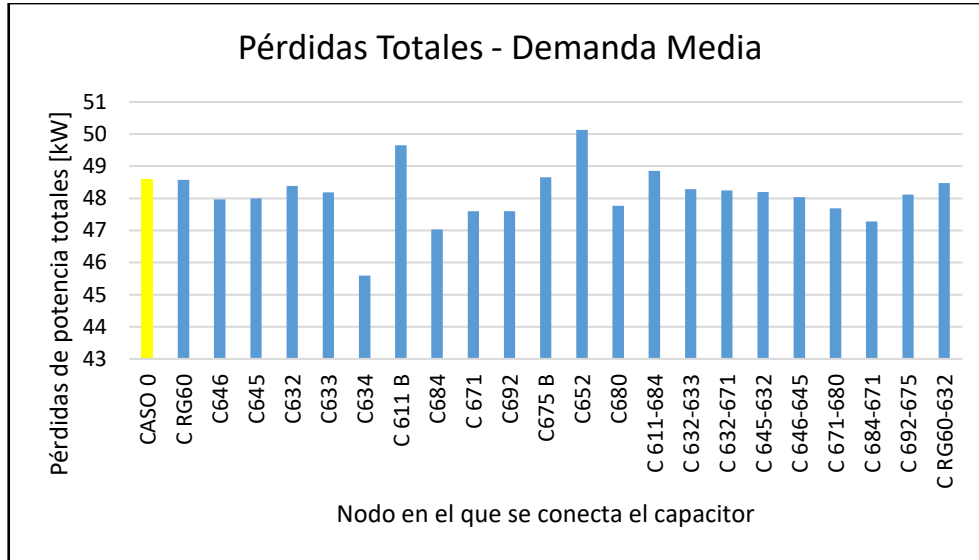


Figura 3.8. Pérdidas de potencia en demanda media - Caso 2.

Analizando las pérdidas de potencia totales presentadas en la Figura anterior se puede observar una disminución significativa en las pérdidas de potencia totales para cuando se conecta el capacitor en la barra 634, en dicha ubicación el sistema presenta la menor cantidad de pérdidas comparadas con el resto de las ubicaciones.

CASO 3.-

A continuación, en las Figuras 3.9, 3.10 y 3.11 se presentan los voltajes por fase en los diferentes nodos del sistema de prueba, con diferentes colores, tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 200 kVAr, en escenario de demanda máxima, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

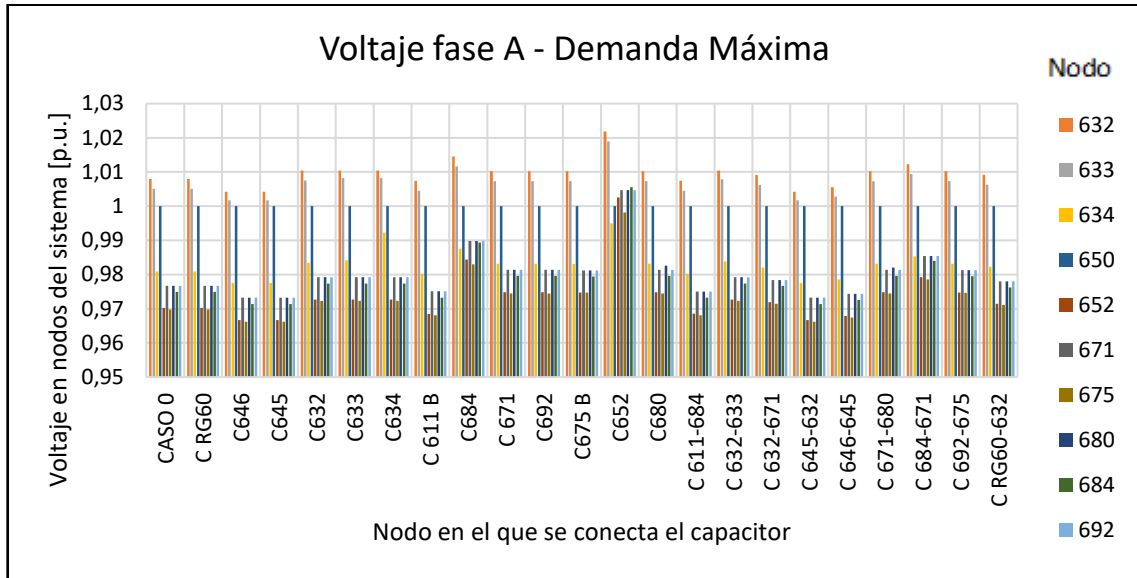


Figura 3.9. Voltaje fase A en demanda máxima - Caso 3.

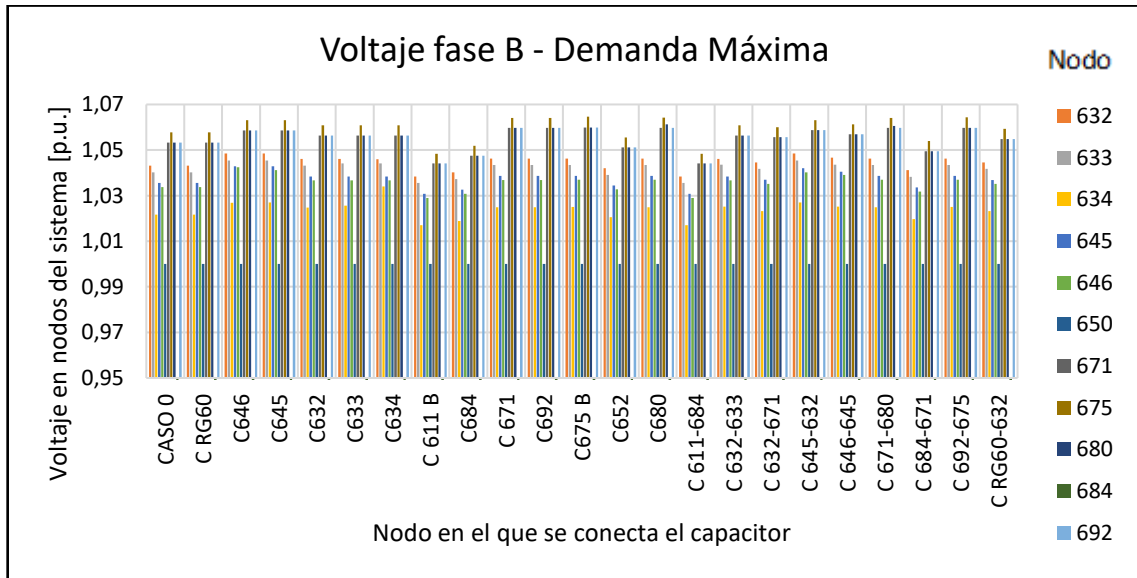


Figura 3.10. Voltaje fase B en demanda máxima - Caso 3.

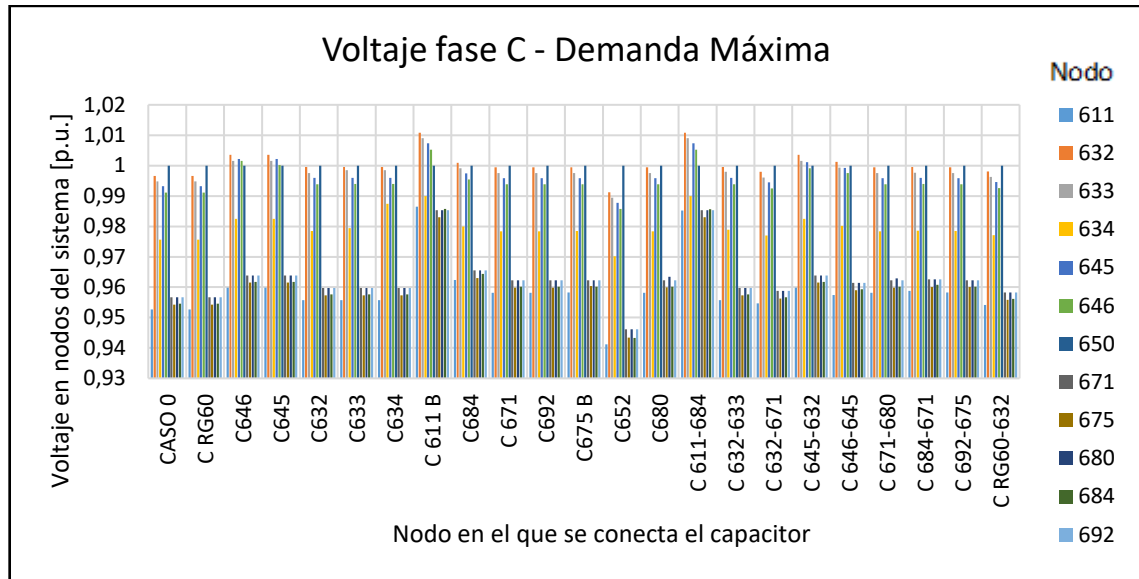


Figura 3.11. Voltaje fase C en demanda máxima - Caso 3.

Para este caso, al conectar un capacitor de 200 kVAr en el escenario de demanda máxima, en las barras y líneas del sistema, para las fase A y C no se sobrepasan los límites permitidos de voltaje, sin embargo, en la fase B sí hay ubicaciones de capacitores que provocan que en los nodos se supere el voltaje límite permitido, por lo que, aquellas ubicaciones válidas para la conexión de capacitores son aquellas ubicaciones en las que los niveles de voltaje de los nodos del sistema se mantienen en un rango menor a 1,06 p.u. y corresponden a las ubicaciones: C611 B, C684, C652, C 611-684 y C 684-671.

A continuación, en la Figura 3.12 se presentan las pérdidas de potencia totales del sistema tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 200 kVAr, en escenario de demanda máxima, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

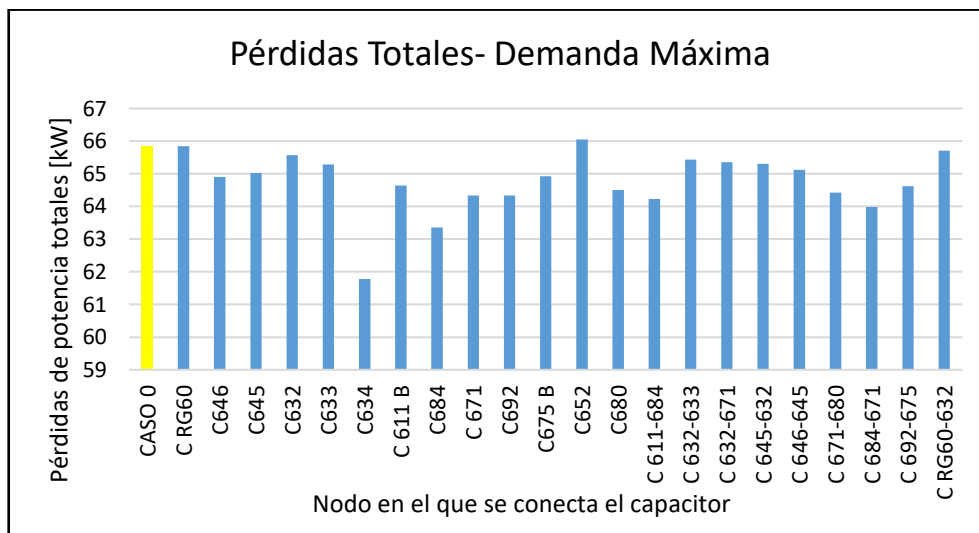


Figura 3.12. Pérdidas de potencia en demanda máxima - Caso 3.

Analizando las pérdidas de potencia totales presentadas en la Figura anterior se puede observar una disminución significativa en las pérdidas de potencia totales para cuando se conecta el capacitor en la barra 634, alcanzándose un valor cercano a 61,78 kW, en dicha ubicación el sistema presenta la menor cantidad de pérdidas comparadas con el resto de las ubicaciones de conexión del capacitor.

3.1.2 Conexión de capacitor con capacidad de 400 kVAR

CASO 4.-

A continuación, en las Figuras 3.13, 3.14 y 3.15 se presentan los voltajes por fase en los diferentes nodos del sistema de prueba, con diferentes colores, tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 400 kVAR, en escenario de demanda mínima, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

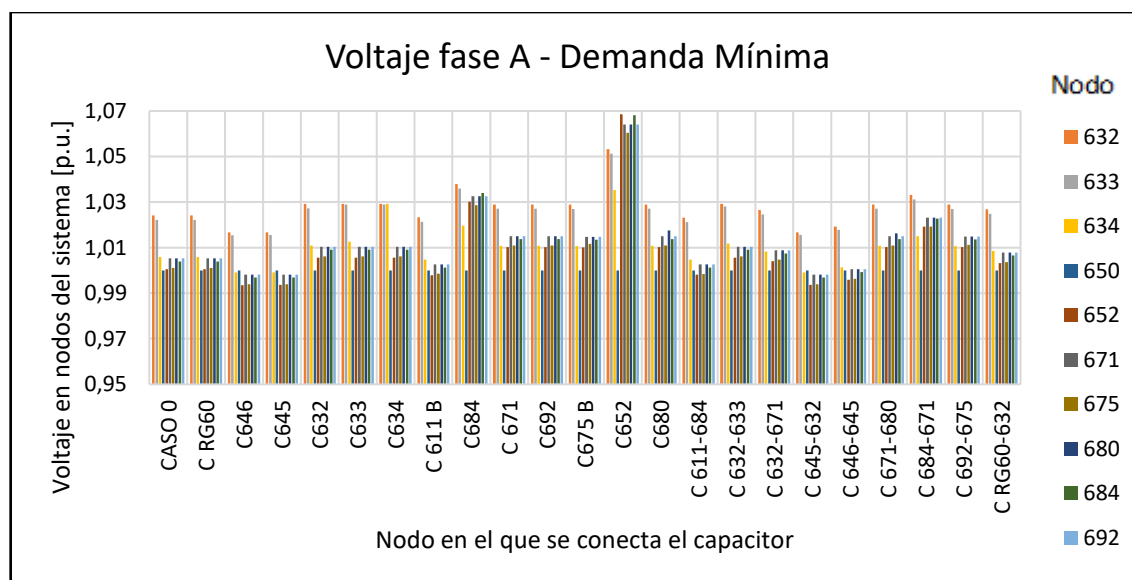


Figura 3.13. Voltaje fase A en demanda mínima - Caso 4.

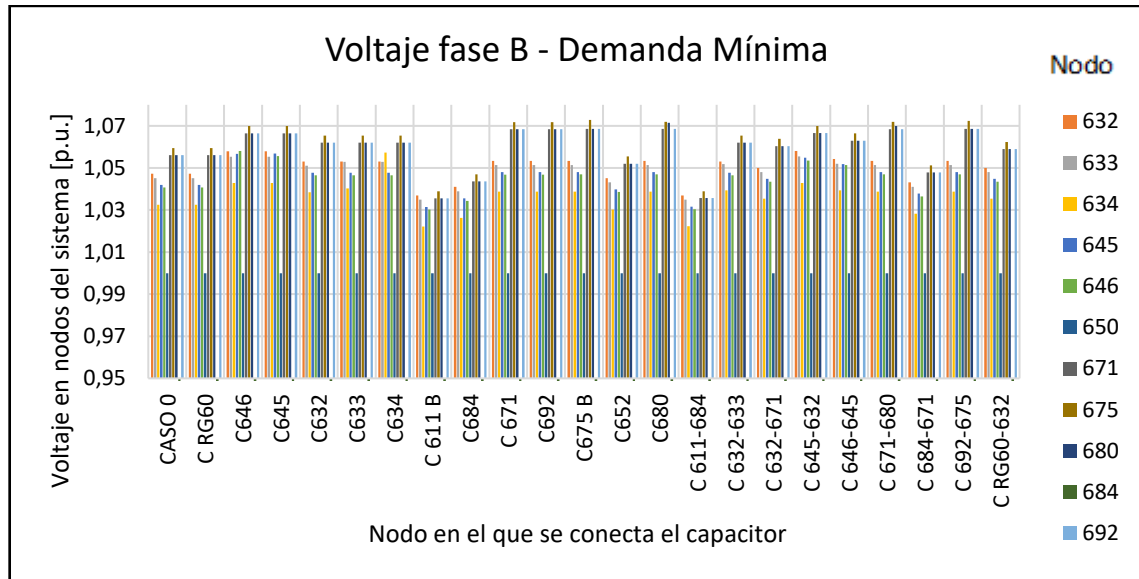


Figura 3.14. Voltaje fase B en demanda mínima - Caso 4.

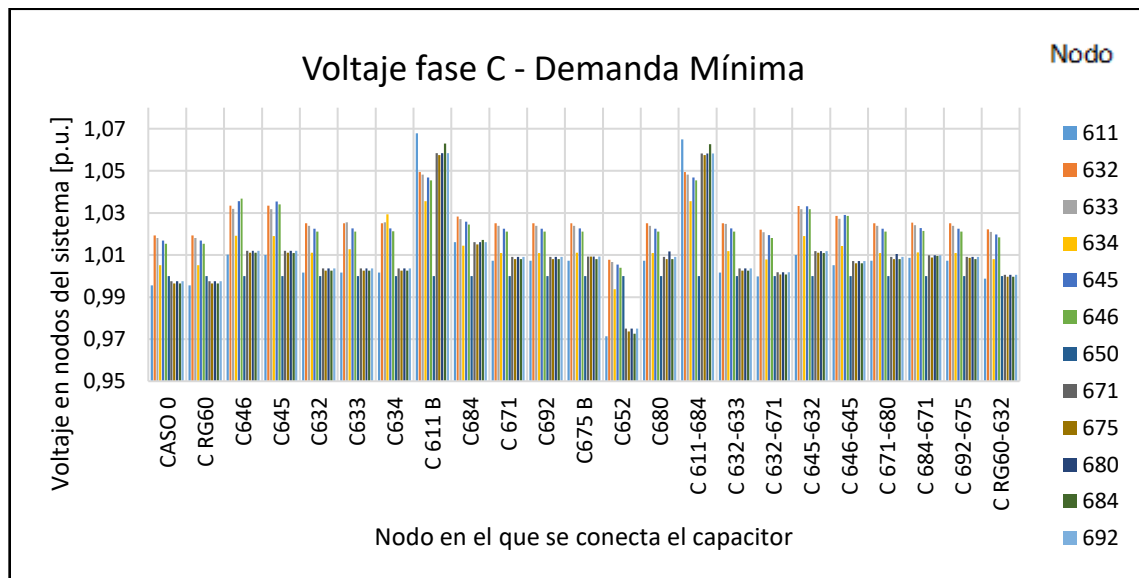


Figura 3.15. Voltaje fase C en demanda mínima - Caso 4.

Analizando las gráficas, se puede observar que, al conectar un capacitor de 400 kVAr en el escenario de demanda mínima, en las barras y líneas del sistema, para las fase A, B y C existen ubicaciones de capacitores que provocan que en los nodos se supere el voltaje límite permitido, por lo que, aquellas ubicaciones válidas para la conexión de capacitores son aquellas ubicaciones en las que los niveles de voltaje de los nodos del sistema se mantienen en un rango menor a 1,06 p.u. y corresponden a las ubicaciones: C684 y C 684-671.

A continuación, en la Figura 3.16 se presentan las pérdidas de potencia totales del sistema tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 400 kVAr, en escenario de demanda mínima, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

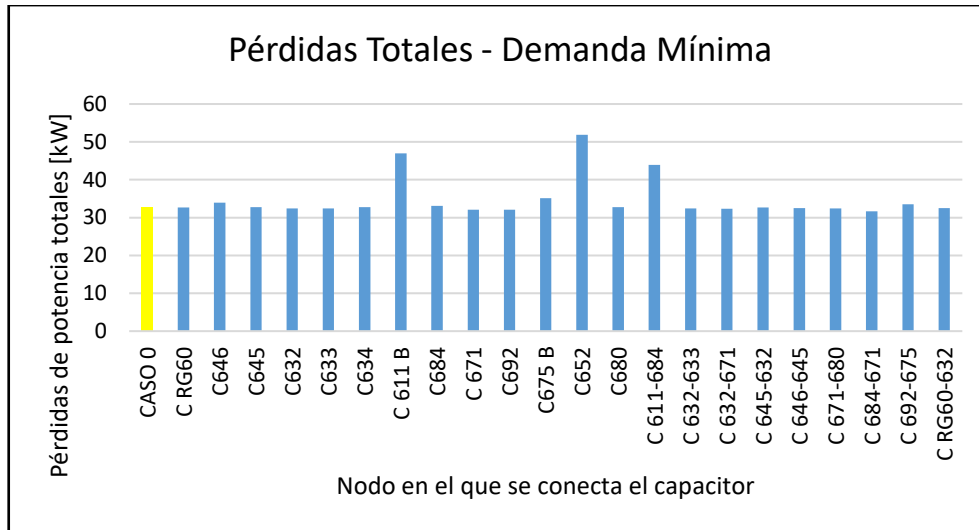


Figura 3.16. Pérdidas de potencia en demanda mínima - Caso 4.

Analizando las pérdidas de potencia totales del sistema presentadas en la Figura anterior se puede observar que para la mayoría de las ubicaciones hay disminuciones o aumentos mínimos en las pérdidas de potencia totales, sin embargo, en las barras en las que se conecta el capacitor C611 B y C652, y en la línea existente entre los nodos 611-684 existe un aumento considerable de perdidas totales del sistema comparadas con el resto de las ubicaciones de conexión del capacitor.

CASO 5.-

A continuación, en las Figuras 3.17, 3.18 y 3.19 se presentan los voltajes por fase en los diferentes nodos del sistema de prueba, con diferentes colores, tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 400 kVAr, en escenario de demanda media, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

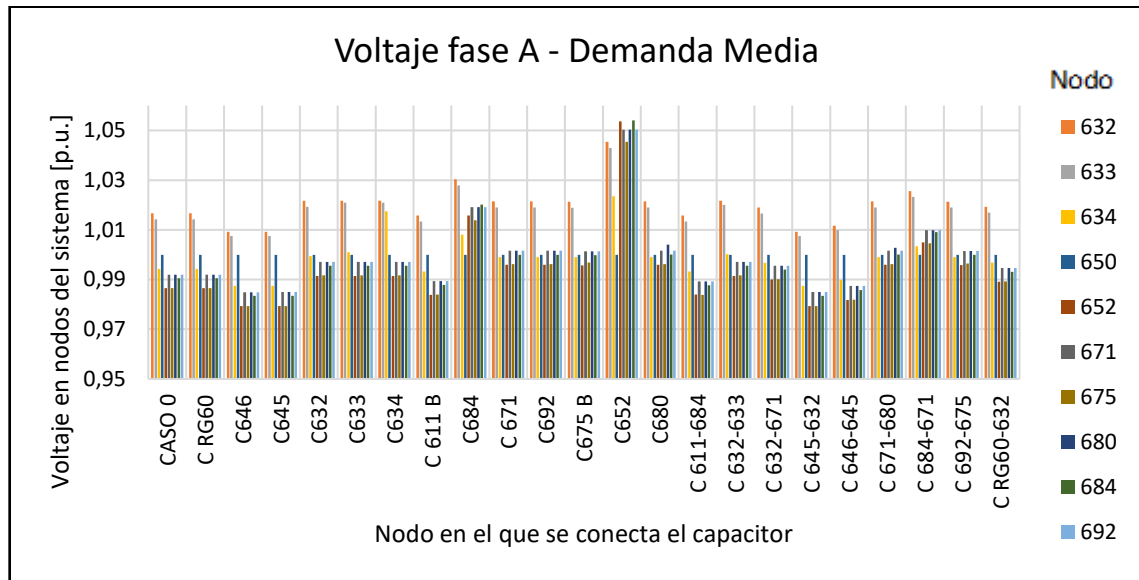


Figura 3.17. Voltaje fase A en demanda media - Caso 5.

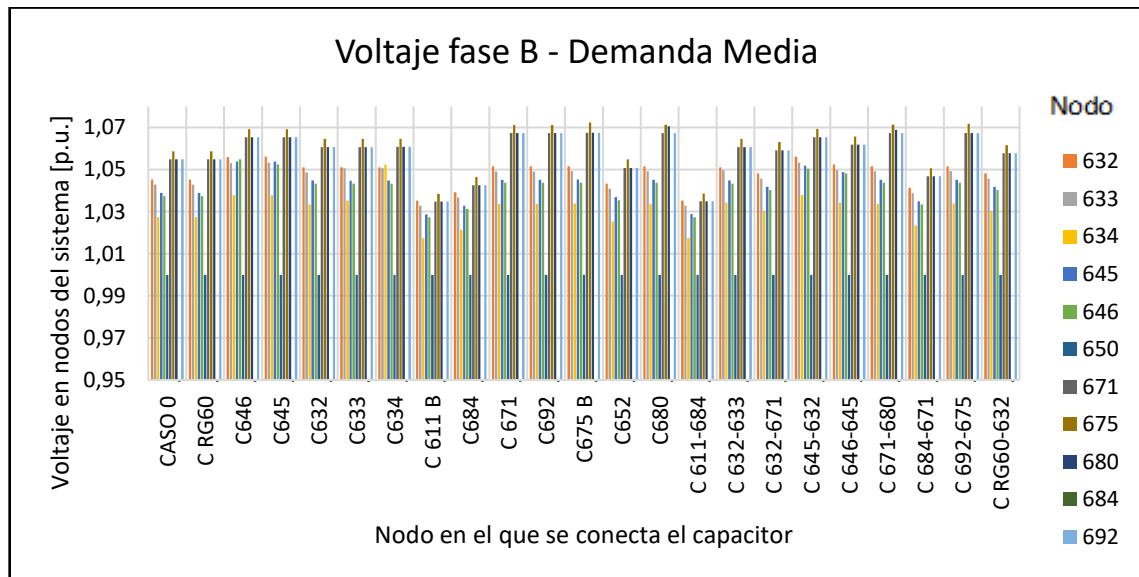


Figura 3.18. Voltaje fase B en demanda media - Caso 5.

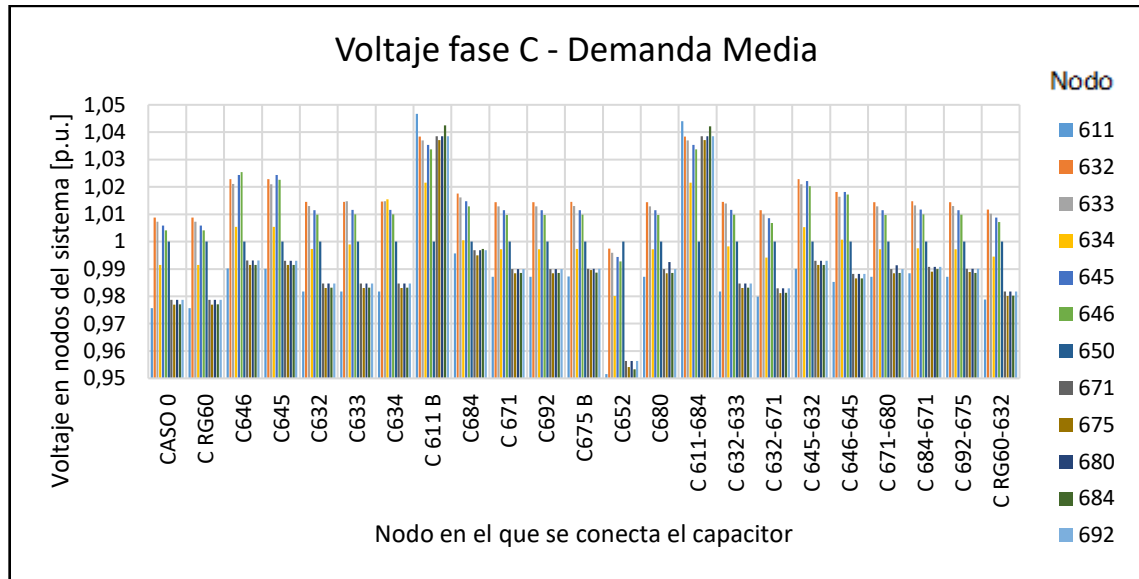


Figura 3.19. Voltaje fase C en demanda media - Caso 5.

Analizando las gráficas, se puede observar que, al conectar un capacitor de 400 kVAr en el escenario de demanda media, en las barras y líneas del sistema, para las fase A, B y C existen ubicaciones de capacitores que provocan que en los nodos se supere el voltaje límite permitido, por lo que, aquellas ubicaciones válidas para la conexión de capacitores son aquellas ubicaciones en las que los niveles de voltaje de los nodos del sistema se mantienen en un rango menor a 1,06 p.u. y corresponden a las ubicaciones: C684 y C 684-671.

A continuación, en la Figura 3.20 se presentan las pérdidas de potencia totales del sistema tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 400 kVAr, en escenario de demanda media, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

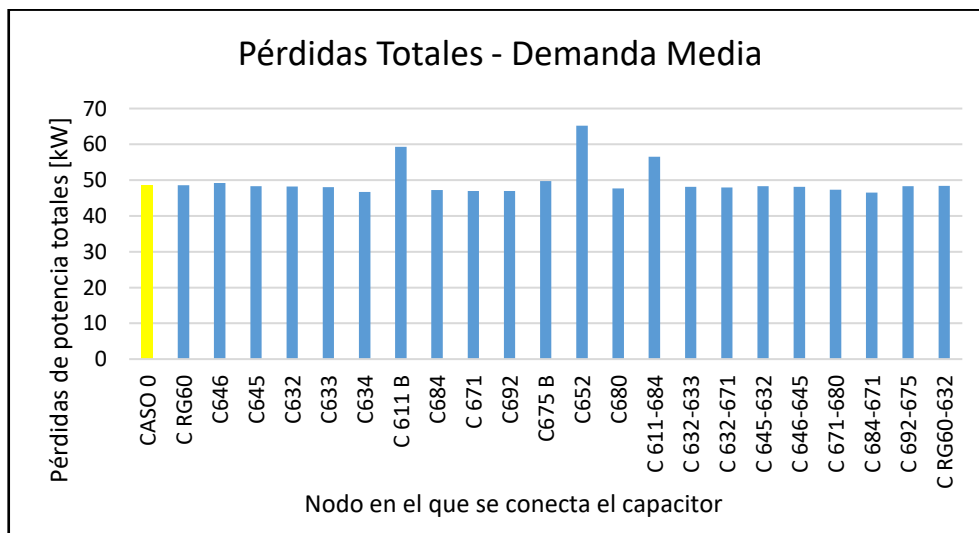


Figura 3.20. Pérdidas de potencia en Demanda Media - Caso 5.

Analizando las pérdidas de potencia totales del sistema presentadas en la Figura anterior se puede observar que para la mayoría de las ubicaciones hay disminuciones o aumentos mínimos en las pérdidas de potencia totales, sin embargo, en las barras en las que se conecta el capacitor C611 B y C652, y en la línea existente entre los nodos 611-684 existe un aumento considerable de pérdidas totales del sistema comparadas con el resto de las ubicaciones de conexión del capacitor.

CASO 6.-

A continuación, en las Figuras 3.21, 3.22 y 3.23 se presentan los voltajes por fase en los diferentes nodos del sistema de prueba, con diferentes colores, tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 400 kVAr, en escenario de demanda máxima, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

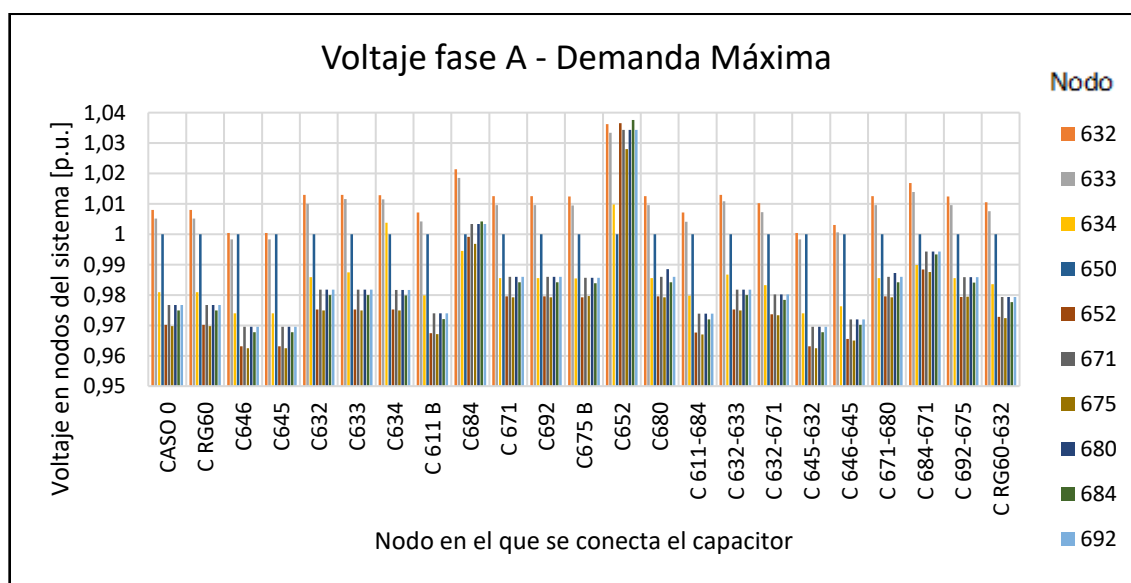


Figura 3.21. Voltaje fase A en demanda máxima - Caso 6.

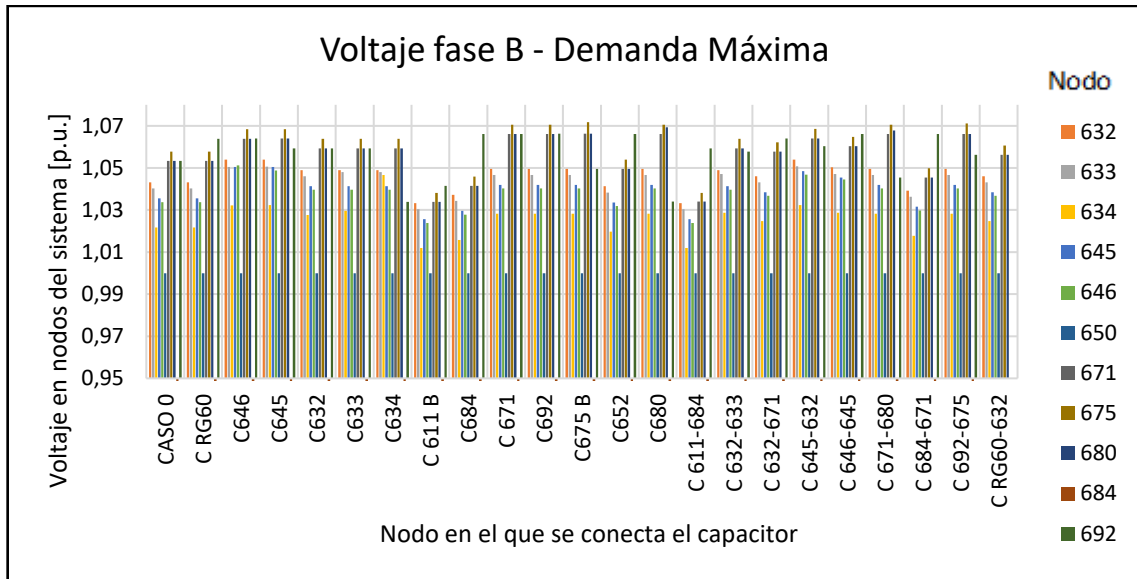


Figura 3.22. Voltaje fase B en demanda máxima - Caso 6.

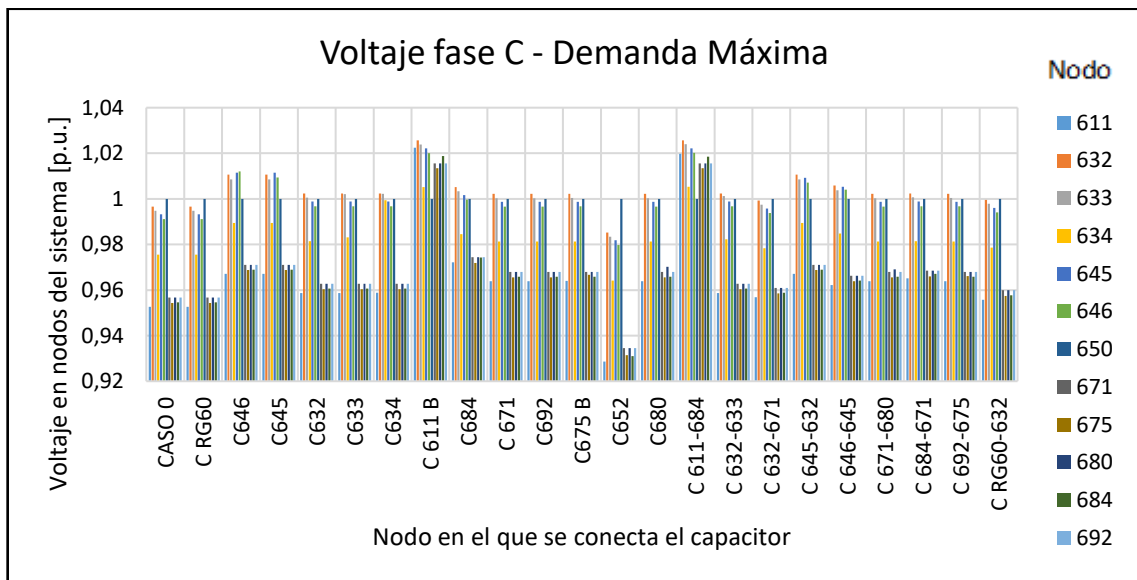


Figura 3.23. Voltaje fase C en demanda máxima - Caso 6.

Analizando las gráficas, se puede observar que, al conectar un capacitor de 400 kVAr en el escenario de demanda máxima, en las barras y líneas del sistema, para las fase A y C no se sobrepasan los límites permitidos de voltaje, sin embargo, en la fase B sí hay ubicaciones de capacitores que provocan que en los nodos se supere el voltaje límite permitido, por lo que, aquellas ubicaciones válidas para la conexión de capacitores son aquellas ubicaciones en las que los niveles de voltaje de los nodos del sistema se mantienen en un rango menor a 1,06 p.u. y corresponden a las ubicaciones: C684, C 611-684 y C 684-671.

A continuación, en la Figura 3.24 se presentan las pérdidas de potencia totales del sistema tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 400 kVAr, en escenario de demanda máxima, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

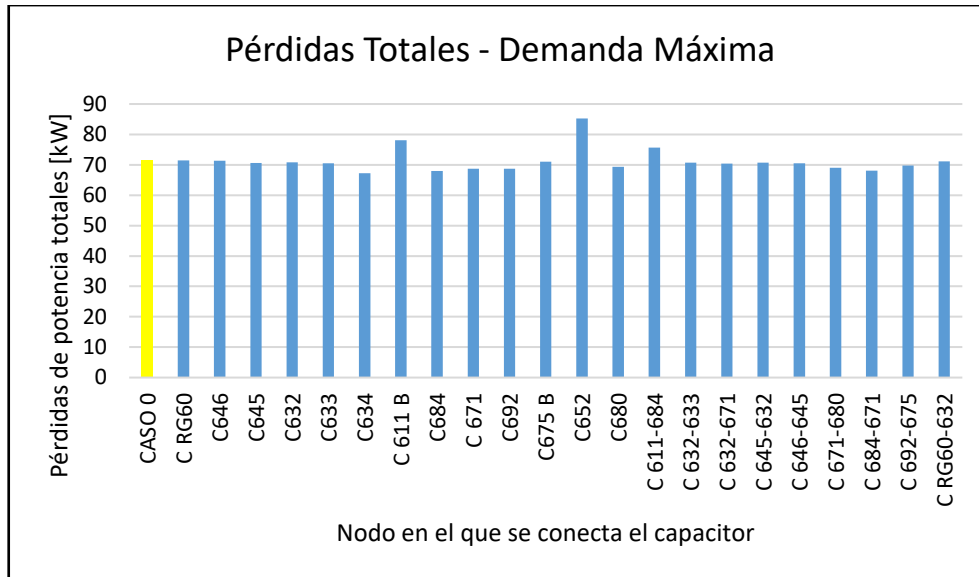


Figura 3.24. Pérdidas de potencia en Demanda Máxima - Caso 6.

Respecto a las pérdidas de potencia totales del sistema presentadas en la Figura anterior se puede observar que para la mayoría de las ubicaciones hay disminuciones o aumentos mínimos en las pérdidas de potencia totales, sin embargo, en las barras en las que se conecta el capacitor C611 B y C652, y en la línea existente entre los nodos 611-684 existe un aumento considerable de pérdidas totales del sistema comparadas con el resto de las ubicaciones de conexión del capacitor.

3.1.3 Conexión de capacitor con capacidad de 600 kVAr

CASO 7.-

A continuación, en las Figuras 3.25, 3.26 y 3.27 se presentan los voltajes por fase en los diferentes nodos del sistema de prueba, con diferentes colores, tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 600 kVAr, en escenario de demanda mínima, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

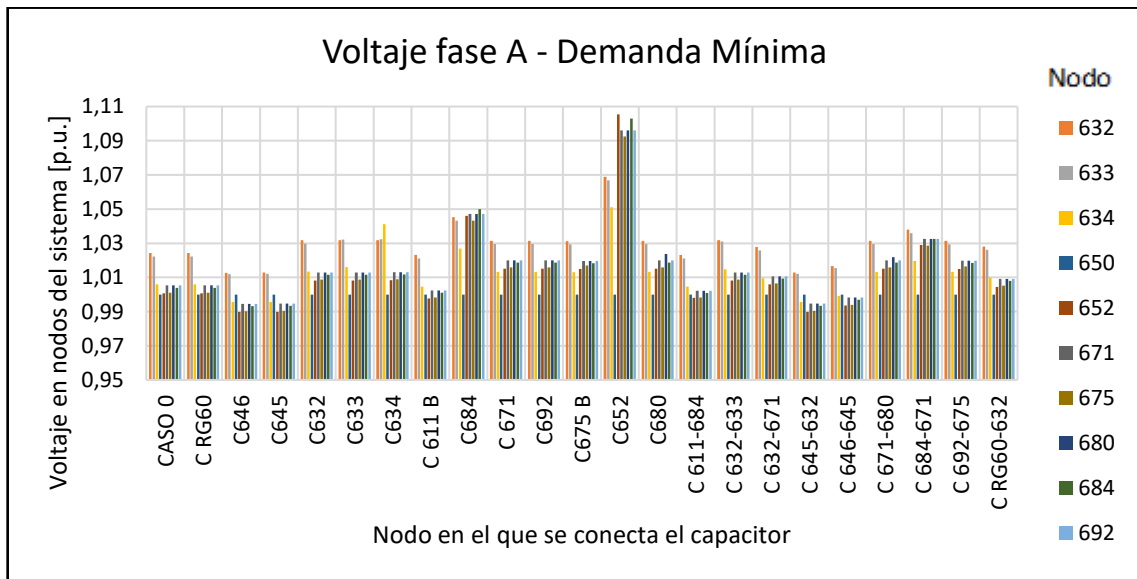


Figura 3.25. Voltaje fase A en demanda mínima - Caso 7.

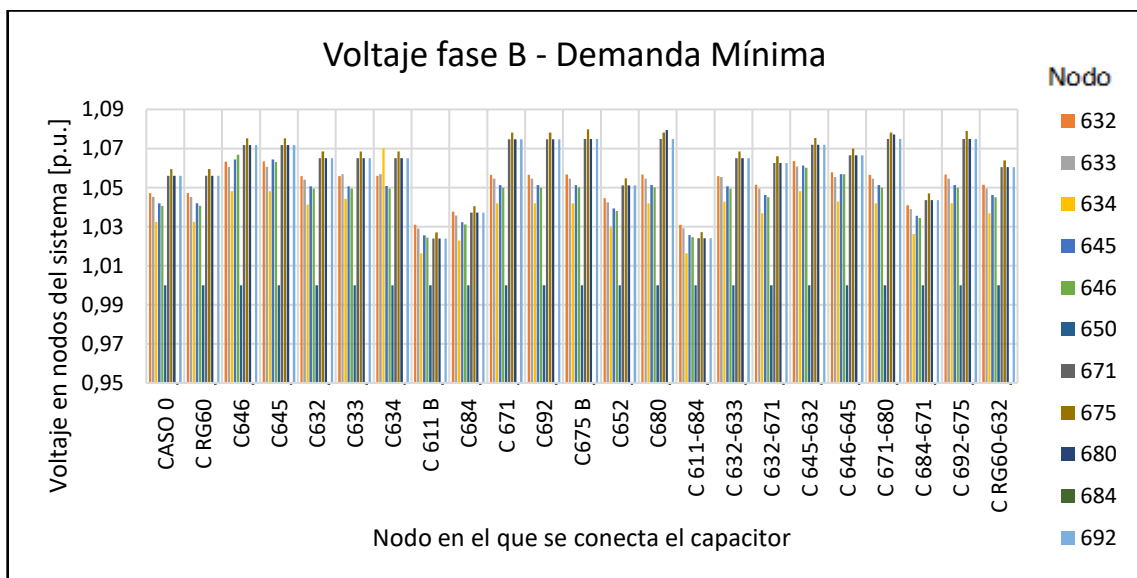


Figura 3.26. Voltaje fase B en demanda mínima - Caso 7.

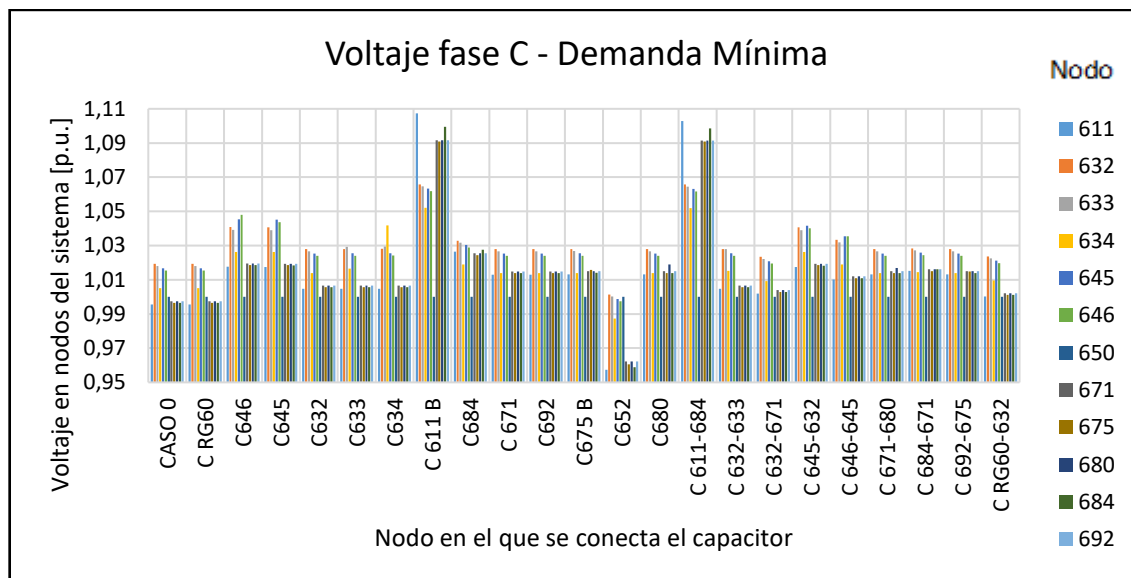


Figura 3.27. Voltaje fase C en demanda mínima - Caso 7.

Analizando las gráficas, se puede observar que, al conectar un capacitor de 600 kVAr en el escenario de demanda mínima, en las barras y líneas del sistema, para las fase A, B y C existen ubicaciones de capacitores que provocan que en los nodos se supere el voltaje límite permitido, por lo que, aquellas ubicaciones válidas para la conexión de capacitores son aquellas ubicaciones en las que los niveles de voltaje de los nodos del sistema se mantienen en un rango menor a 1,06 p.u. y corresponden a las ubicaciones: C684 y C 684-671.

A continuación, en la Figura 3.28 se presentan las pérdidas de potencia totales del sistema tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 600 kVAr, en escenario de demanda mínima, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

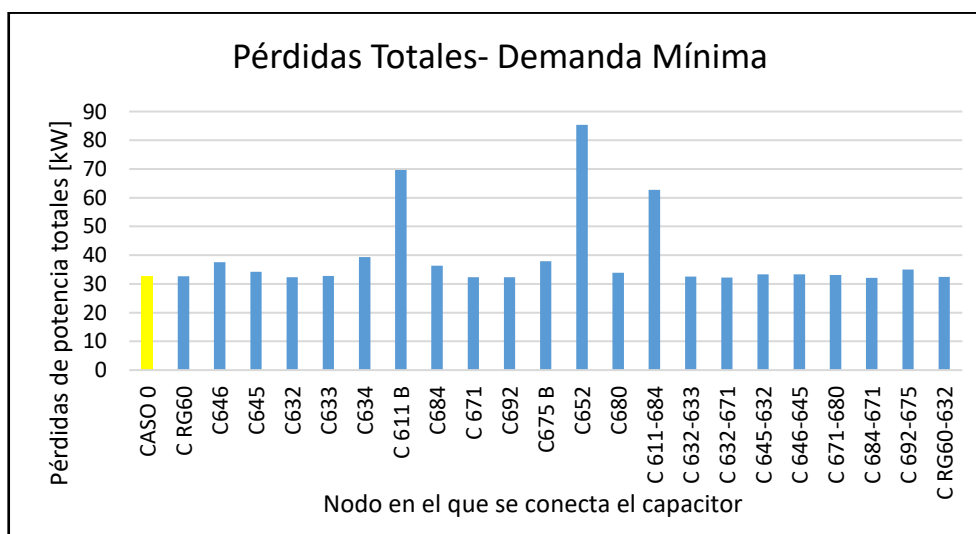


Figura 3.28. Pérdidas de potencia en demanda mínima - Caso 7.

Analizando las pérdidas de potencia totales del sistema presentadas en la Figura anterior se puede observar que para la mayoría de las ubicaciones hay disminuciones o aumentos mínimos en las pérdidas de potencia totales, sin embargo, en las barras en las que se conecta el capacitor C611 B y C652, y en la línea existente entre los nodos 611-684 existe un aumento considerable de pérdidas totales del sistema comparadas con el resto de las ubicaciones de conexión del capacitor.

CASO 8.-

A continuación, en las Figuras 3.29, 3.30 y 3.31 se presentan los voltajes por fase en los diferentes nodos del sistema de prueba, con diferentes colores, tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 600 kVAr, en escenario de demanda media, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

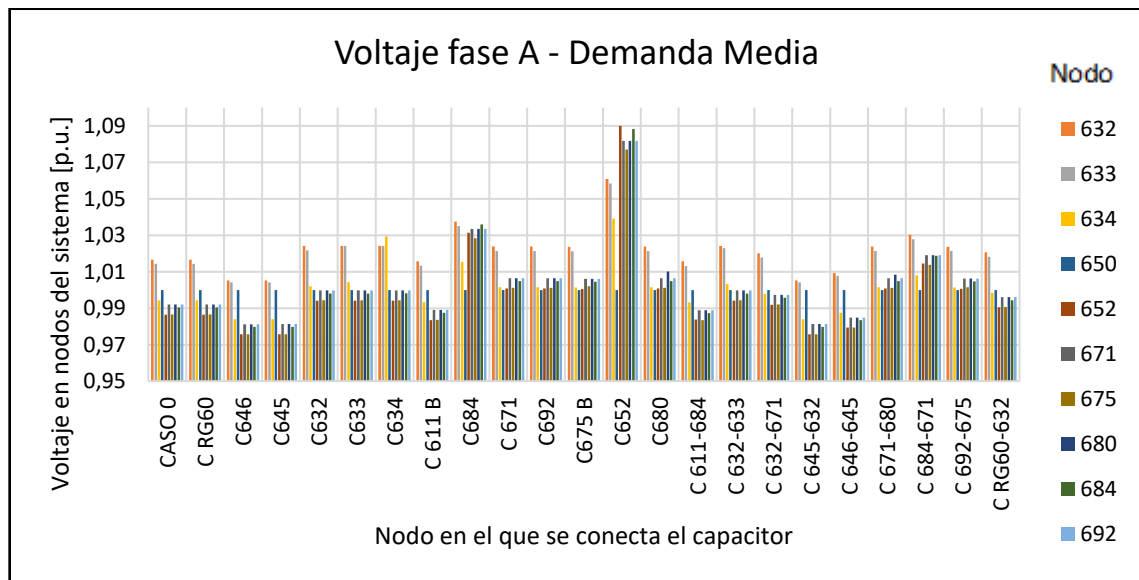


Figura 3.29. Voltaje fase A en demanda media - Caso 8.

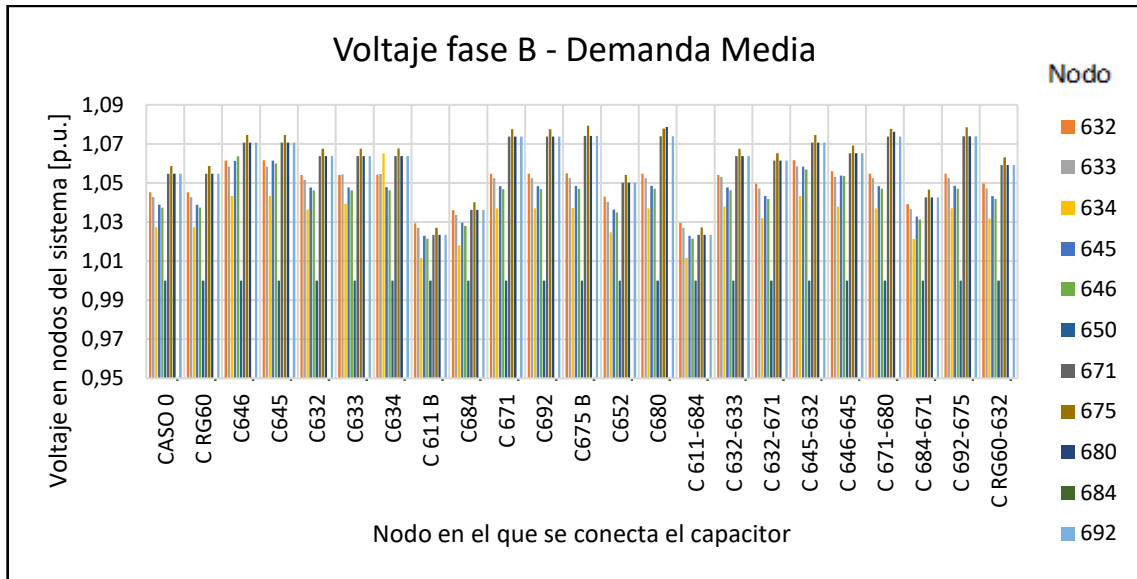


Figura 3.30. Voltaje fase B en demanda media - Caso 8.

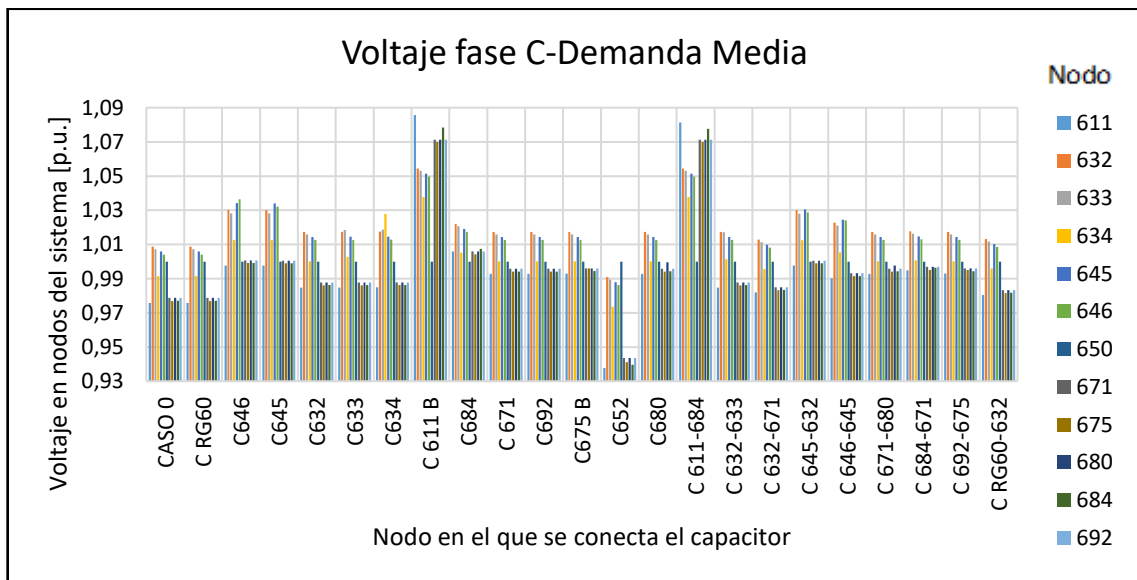


Figura 3.31. Voltaje fase C en demanda media - Caso 8.

Analizando las gráficas, se puede observar que, al conectar un capacitor de 600 kVAr en el escenario de demanda media, en las barras y líneas del sistema, para las fase A, B y C existen ubicaciones de capacitores que provocan que en los nodos se supere el voltaje límite permitido, por lo que, aquellas ubicaciones válidas para la conexión de capacitores son aquellas ubicaciones en las que los niveles de voltaje de los nodos del sistema se mantienen en un rango menor a 1,06 p.u. y corresponden a las ubicaciones: C684 y C 684-671.

A continuación, en la Figura 3.32 se presentan las pérdidas de potencia totales del sistema tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 600 kVAr, en escenario de demanda media, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

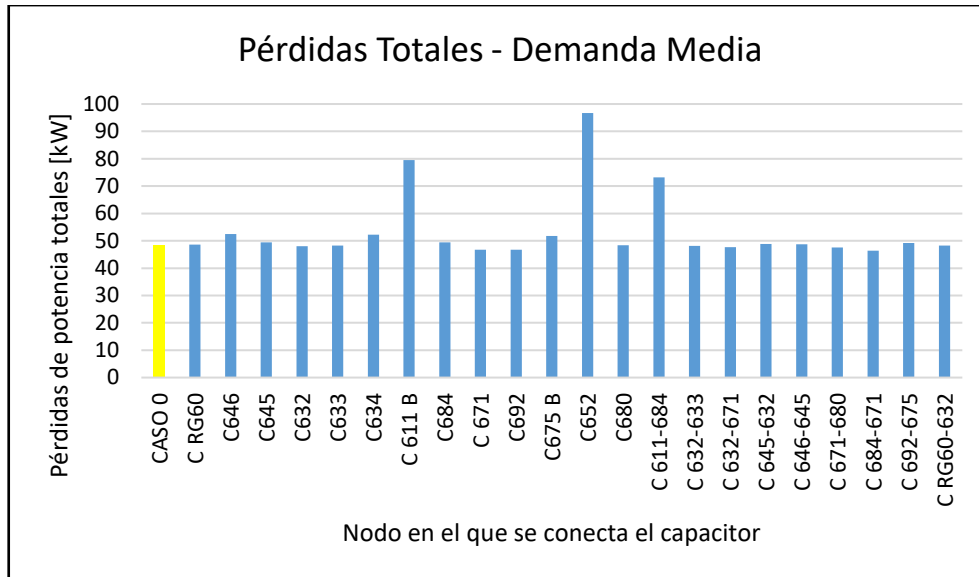


Figura 3.32. Pérdidas de potencia en Demanda Media - Caso 8.

Analizando las pérdidas de potencia totales del sistema presentadas en la Figura anterior se puede observar que para la mayoría de las ubicaciones hay disminuciones o aumentos mínimos en las pérdidas de potencia totales, sin embargo, en las barras en las que se conecta el capacitor C611 B y C652, y en la línea existente entre los nodos 611-684 existe un aumento considerable de pérdidas totales del sistema comparadas con el resto de las ubicaciones de conexión del capacitor.

CASO 9.-

A continuación, en las Figuras 3.33, 3.34 y 3.35 se presentan los voltajes por fase en los diferentes nodos del sistema de prueba, con diferentes colores, tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 600 kVAr, en escenario de demanda máxima, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

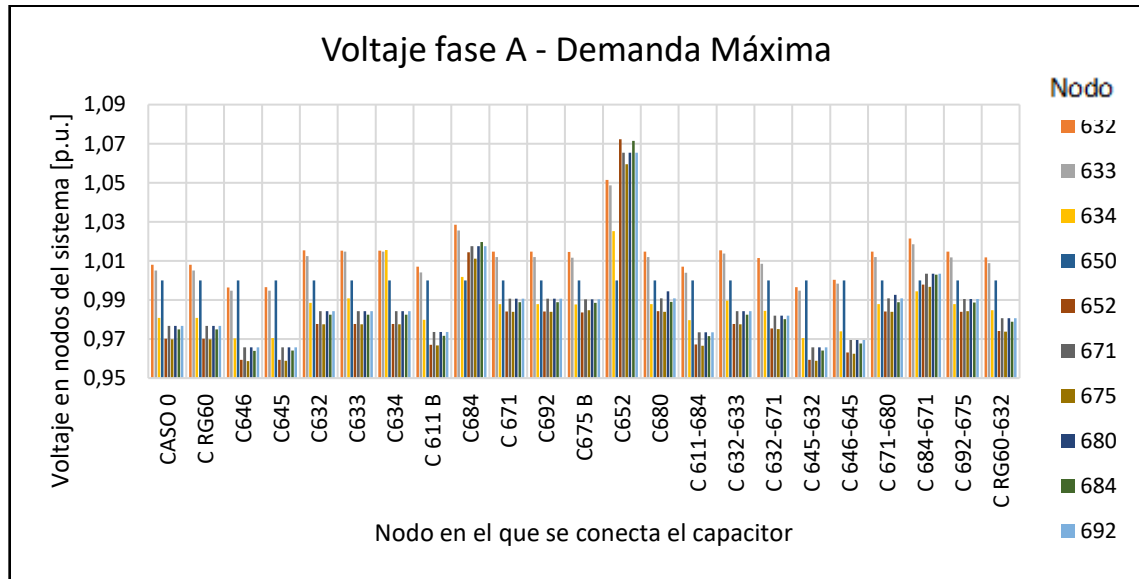


Figura 3.33. Voltaje fase A en demanda máxima - Caso 9.

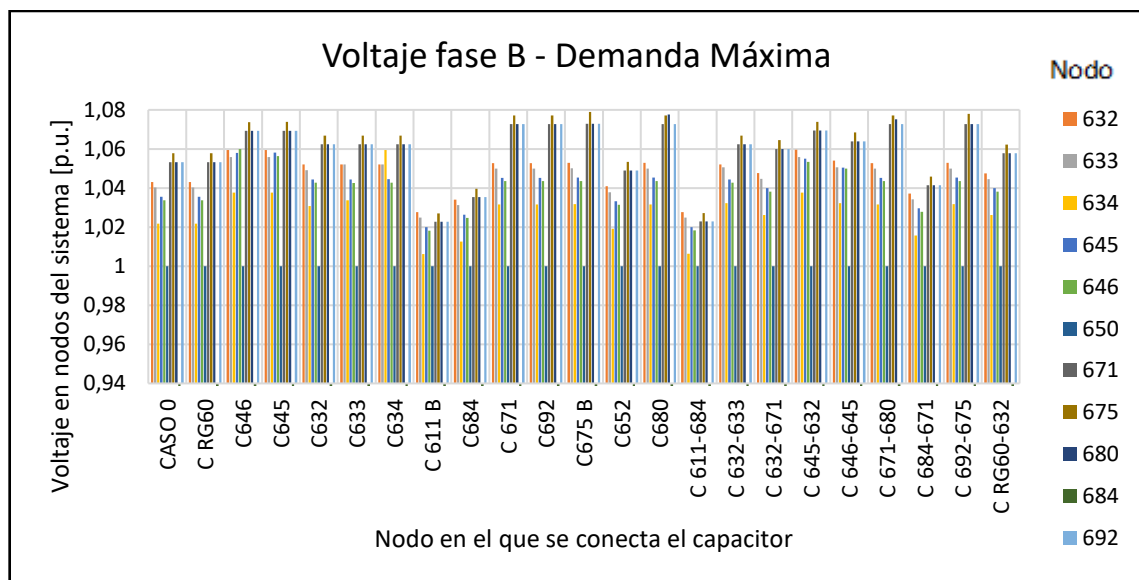


Figura 3.34. Voltaje fase B en demanda máxima - Caso 9.

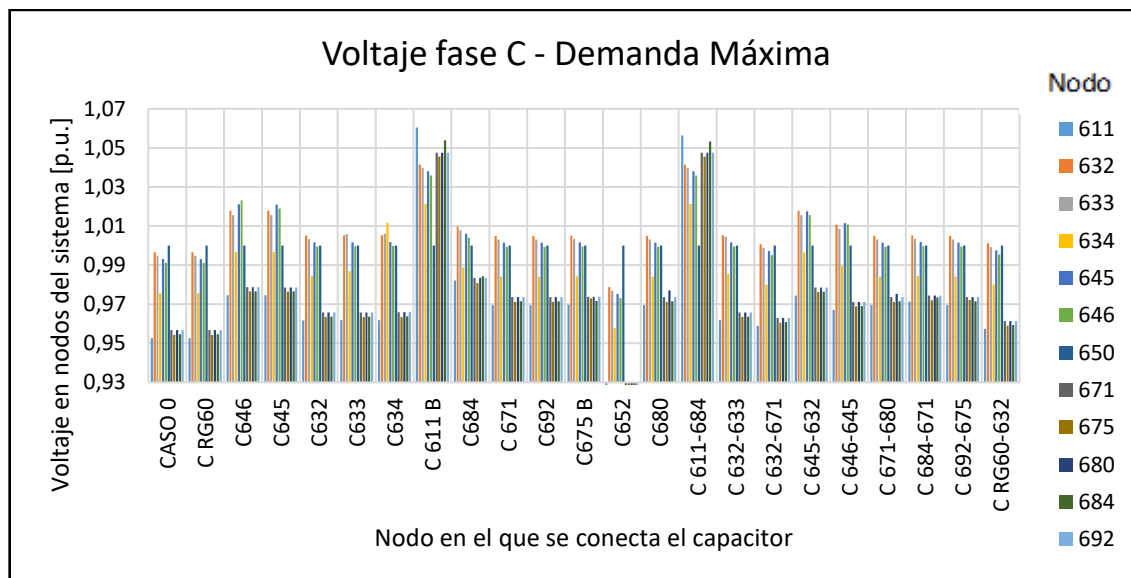


Figura 3.35. Voltaje fase C en demanda máxima - Caso 9.

Analizando las gráficas, se puede observar que, al conectar un capacitor de 600 kVAr en el escenario de demanda máxima, en las barras y líneas del sistema, para las fase A, B y C existen ubicaciones de capacitores que provocan que en los nodos se supere el voltaje límite permitido, por lo que, aquellas ubicaciones válidas para la conexión de capacitores son aquellas ubicaciones en las que los niveles de voltaje de los nodos del sistema se mantienen en un rango menor a 1,06 p.u. y corresponden a las ubicaciones: C684, C 611-671 y C 684-671.

A continuación, en la Figura 3.36 se presentan las pérdidas de potencia totales del sistema tras conectar y desconectar el banco de capacitores, con una capacidad de 600 kVAr, en escenario de demanda máxima, en cada uno de los nodos y líneas del sistema de prueba.

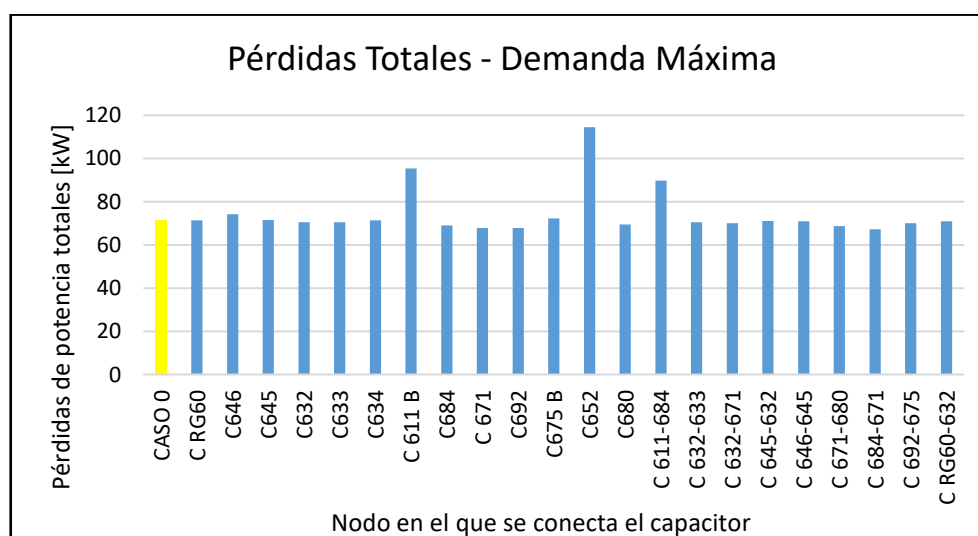


Figura 3.36. Pérdidas de potencia en Demanda Máxima - Caso 9.

Analizando las pérdidas de potencia totales del sistema presentadas en la Figura anterior se puede observar que para la mayoría de las ubicaciones hay disminuciones o aumentos mínimos en las pérdidas de potencia totales, sin embargo, en las barras en las que se conecta el capacitor C611 B y C652, y en la línea existente entre los nodos 611-684 existe un aumento considerable de pérdidas totales del sistema comparadas con el resto de las ubicaciones de conexión del capacitor.

3.2 Análisis de resultados

3.2.1 Voltaje en los nodos del sistema

Para los escenarios de demanda mínima, media y máxima, se observaron variaciones en los niveles de voltaje al conectar capacitores de diferentes capacidades en distintas barras del sistema, no obstante, se puede observar que en algunos casos de estudio estos niveles de voltaje mejoran sus resultados respecto al caso 0, en donde estos resultados se encuentran dentro de la normativa.

Cuando se conecta un capacitor de 200 kVAr, en los escenarios de demanda mínima, media y máxima, se puede observar que las ubicaciones de capacitores que permiten que el voltaje en los nodos del sistema se mantenga dentro de los niveles de voltaje admisibles, por parte de la normativa, ocurren cuando el capacitor se conecta en los nodos: 611, 684 y 652, y en las líneas existentes entre los nodos: 611-684 y 684-671.

Finalmente, para los casos de estudio en los que se conectan capacitores con una capacidad de 400 kVAr y 600 kVAr, para los escenarios de demanda mínima, media y máxima, se puede observar, que las únicas ubicaciones en los que se mantienen los niveles de voltaje dentro del rango permitido, por parte de la normativa, son las ubicaciones en el nodo 684 y en la línea existente entre los nodos 684-671.

3.2.2 Pérdidas de potencia totales del sistema

Respecto a las pérdidas de potencia totales del sistema, se puede observar que para los escenarios de demanda mínima, media y máxima existen disminuciones y aumentos en las pérdidas de potencia que dependen del caso que se esté simulando.

Para los escenarios de demanda mínima, media y máxima, al conectar un capacitor de 200 kVAr, la disminución de pérdidas de potencia totales es más significativa y ocurre en el sistema cuando el capacitor se conecta en el nodo 634, sin embargo, esta ubicación no corresponde a una ubicación válida para la conexión de capacitores de 200 kVAr, puesto

que, para esta ubicación, sí se sobrepasan los límites de voltaje en los nodos del sistema. Por otro lado, cuando se conectan capacitores con capacidades de 200 kVAr, 400 kVAr y 600 kVAr, en los tres escenarios de demanda, se puede observar una disminución en las pérdidas totales del sistema, para los casos en los que se conectan los capacitores en el nodo 684 y en la línea existente entre los nodos 684-671; para estos casos no se sobrepasan los voltajes en los nodos del sistema y, al mismo tiempo, se logran las menores pérdidas.

También cabe mencionar que las pérdidas aumentan considerablemente al conectar los capacitores en los nodos 611 y 652, en los tres escenarios de demanda, lo que indica una ineficiencia en estas ubicaciones sugiriendo así que estas ubicaciones no son recomendables para la conexión de capacitores en este sistema.

3.3 Conclusiones

La selección de una red eléctrica de distribución radial y desbalanceada como modelo de prueba ha permitido evaluar el comportamiento de la red en condiciones realistas y complejas, con y sin la conexión de capacitores. Las simulaciones de flujos de potencia realizadas antes y después de la conexión del capacitor proporcionaron una visión clara de los impactos provocados en la potencia reactiva y en la potencia de pérdidas en el sistema de prueba. Las simulaciones han permitido analizar múltiples escenarios a diferente demanda, bajo diferentes ubicaciones de los capacitores y bajo diferentes potencias reactivas ofrecidas por los capacitores, a fin de que, para resolver el problema de ubicación óptima de capacitores, los operadores de la red estén en la posibilidad de tomar decisiones informadas sobre la compensación reactiva y la reducción de pérdidas de potencia en sistemas eléctricos de distribución.

El desarrollo de códigos de programación en Python son herramientas eficaces para evaluar, por ejemplo, múltiples configuraciones de ubicación y capacidad de capacitores conectados a los sistemas eléctricos. La implementación y ejecución del algoritmo desarrollado en este Trabajo de Integración Curricular ha permitido identificar, luego de un análisis de resultados, las mejores ubicaciones para los capacitores en el sistema eléctrico de prueba.

El análisis de los resultados obtenido ha permitido comparar, de manera detallada, los niveles de voltaje y las pérdidas de potencia en la red eléctrica de distribución de prueba para los distintos casos de análisis establecidos. Como resultado de los casos de estudio analizados en este TIC, se identificó que la conexión de capacitores de 200 kVAr, 400 kVAr y 600 kVAr, en el nodo 684 (C684) o en la línea existente entre las barras 684 y 671 (C

684-671), en los escenarios de demanda mínima, media y máxima, ayuda a mejorar y mantener los niveles de voltaje para que permanezcan dentro del rango permisible, de máximo 1,06 p.u. y de mínimo 0,94 p.u., como lo indica la normativa, y, al mismo tiempo, también ayuda a reducir las pérdidas de potencia a un valor promedio cercano a 50 kW, entre las diferentes demandas, en el sistema IEEE 13 Node Test Feeder.

3.4 Recomendaciones

Continuar con el desarrollo y la mejora del algoritmo programado es crucial. Esto incluye la incorporación de nuevas funcionalidades y mejoras en la interfaz de usuario para facilitar su uso por parte de ingenieros y operadores de redes de distribución.

Se recomienda establecer un sistema de monitoreo continuo de la red de distribución para realizar ajustes dinámicos en la ubicación y capacidad de los capacitores según las necesidades operativas cambiantes, garantizando así un rendimiento óptimo del sistema a largo plazo.

Para llevar a cabo las diferentes simulaciones conforme a lo establecido en la normativa vigente, es esencial realizar ajustes en los reguladores de voltaje del sistema. Estos ajustes permitirán una correcta evaluación del comportamiento de la red bajo diversas condiciones de demanda y configuraciones de capacitores.

En los resultados se puede observar que, al conectar bancos de capacitores con una mayor capacidad, los niveles de voltaje se van acercando más al límite permitido. A pesar de que no se sobrepase este límite, al estar cerca del umbral, no es recomendable que el sistema opere con estos valores. Esta situación puede generar sobrevoltajes en los nodos del sistema, afectando la calidad del producto técnico de electricidad.

4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. F. AlHajri, M. R. AlRashidi, and M. E. El-Hawary, «A novel discrete particle swarm optimization algorithm for optimal capacitor placement and sizing,» de *Electr. Comput. Eng*, Canadá, CCECE 2007, 2007, p. 1286–1289.
- [2] S. Raúl and R. Rodríguez, «Estado del arte en la ubicación óptima de capacitores y estudio de optimalidad de la solución mediante búsqueda exhaustiva,» Universidad Nacional de Colombia, 2004.
- [3] M. Mosbah, R. D. Mohammedi, S. Arif, and A. Hellal, «Optimal of shunt capacitor placement and size in Algerian distribution network using particle swarm optimization,» *Int. Conf. Model. Identif. Control*, p. 192–197, 2017.
- [4] D. Cárdenas, D. Chávez y N. Layedra, «Estabilidad de Voltaje en Redes de Distribución Eléctrica Monofásicas de Medio Voltaje, Aplicando Reguladores Quick Drive Tap en Estado Estable,» *Revista INGENIO* , vol. 4, nº 1, pp. 17-26, 2021.
- [5] W. F. Maza Alejandro, «Control de voltaje en redes de distribución con variación de carga y la presencia de un generador distribuido (DC),» 2018. [En línea]. Available: <https://dspace.utpl.edu.ec/bitstream/20.500.11962/23449/1/Maza%20Alejandro%20Wilson%20Fernando.pdf>. [Último acceso: 21 Mayo 2024].
- [6] O. Planas, «Energía Solar,» 21 Febrero 2020. [En línea]. Available: <https://solar-energia.net/electricidad/circuito-electrico/capacitor/tipos>. [Último acceso: 23 Junio 2024].
- [7] L. A. Cujilan Intriago, «UBICACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES MEDIANTE UN MODELO MATEMÁTICO DE PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE 13 BARRAS DE LA IEEE,» 2020. [En línea]. Available: <https://repositorio.uteq.edu.ec/bitstreams/37710876-a081-4ad2-bad1-e911a0b51f9f/download>. [Último acceso: 20 Mayo 2024].
- [8] N. P. Téllez, Planeación a corto plazo de la expansión de redes de distribución eléctrica aéreas minimizando perdidas técnicas, México : Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, 2003.

- [9] T. Gönen, *Electric Power Distribution System Engineering*, MacGraw , 1986.
- [10] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica,» *REGULACIÓN Nro. ARCERNNR 002/20 (Codificada)*, 2023.
- [11] PowerFactory—DIgSILENT , «APLICACIONES DE POWERFACTORY,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>. [Último acceso: 10 junio 2024].
- [12] J. L. Rueda Torres, «Aplicaciones de PowerFactory para el estudio de nociones básicas de dinámica de sistemas de potencia en cursos de posgrado,» de *Modelado y simulación de sistemas de potencia dominados por convertidores electrónicos de potencia en PowerFactory*, vol. 1, 2021, pp. 337-377.
- [13] M. Netto, et al., «A Python Toolbox for Complex Network Analysis in Power Systems,» *IEEE Access*, vol. 8, pp. 123456-123465, 2020.
- [14] UDEMY, «Power System Analysis with PYTHON,» 2024. [En línea]. Available: https://www.udemy.com/course/power-system-analysis-with-python/?utm_source=adwords&utm_medium=udemyads&utm_campaign=DSA_Catchall_la.EN_cc.ROW&campaigntype=Search&portfolio=ROW-English&language=EN&product=Course&test=&audience=DSA&topic=&priority=&utm_cont. [Último acceso: 20 junio 2024].
- [15] IEEE, «IEEE PES Test Feeder 13 Nodes,» [En línea]. Available: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/>.
- [16] TDK Group Company, «TDK Electronics,» Abril 2011. [En línea]. Available: https://www.tdk-electronics.tdk.com/inf/20/50/ds/MKV525_D_25_0_02.pdf. [Último acceso: 29 Julio 2024].
- [17] Operador Nacional de Electricidad, CENACE, «CENACE,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.ec/info-operativa/InformacionOperativa.htm>. [Último acceso: 9 Mayo 2024].
- [18] L. Carvajal, *Metodología de la Investigación Científica. Curso general y aplicado*, 28 ed., Santiago de Cali: U.S.C., 2006, p. 139.

- [19] A. P. Iza Quispe, «ESTIMACIÓN DE LA CURVA DE LA DEMANDA A CORTO PLAZO EN FUNCIÓN DE UNA ONDA MADRE,» 2021. [En línea]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/19747/1/UPS%20-%20TTS237.pdf>. [Último acceso: 20 Mayo 2024].
- [20] Ministerio de Energía y Minas, «ESTUDIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA,» Enero 2020. [En línea]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/CAPITULO-3-DEMANDA-ELE%CC%81CTRICA.pdf>. [Último acceso: 19 mayo 2024].

5. ANEXOS

ANEXO I: Algoritmo Python completo resultado del Trabajo de Integración Curricular.

```

"""
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
Autor: Jorge Vladimir Chalco Simbaña
mails: ldumoso99@gmail.com
       jorge.chalco@epn.edu.ec
"""

# =====
# Vinculación con PowerFactory
# =====
import pandas as pd
import os
os.environ["PATH"]=r'C:\Program Files\DIgSILENT\PowerFactory 2024 SP1'+os.environ['PATH']
import sys
sys.path.append(r'C:\Program Files\DIgSILENT\PowerFactory 2024 SP1\Python\3.8')
# =====
# Importar Modulos PowerFactory e inicializar
# =====
import powerfactory as pf
app = pf.GetApplication()
app.Show() # Abrir PowerFactory en modo engine
# Definir nombre del proyecto y caso de estudio
projName = 'IEEE 13 Node Feeder Modificado COMPLETO'
study_case = 'Study Detailed Network Model'
# Activar proyecto
user = app.GetCurrentUser()
project = app.ActivateProject(projName)
proj = app.GetActiveProject()
stcase = app.GetActiveStudyCase()
# =====
# Diccionario de capacitores
# =====
shunt_dict = {}

shunts = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmShnt')
for i in shunts:
    shunt_dict[i.loc_name] = i

# Lista de shunts que se van a modificar
shunt_name = ['C RG60', 'C646', 'C645', 'C632', 'C633',
              'C634', 'C611 B', 'C684', 'C671', 'C692',
              'C675 B', 'C652', 'C680',
              'C 611-684', 'C 632-633', 'C 632-671', 'C 645-632',
              'C 646-645', 'C 671-680', 'C 684-671', 'C 692-675',
              'C RG60-632']

# Iterar sobre los capacitores y realizar la operación SetAttribute
for key in shunt_name:
    if key in shunt_dict:
        shunt_dict[key].SetAttribute('outserv', 1)
        shunt_dict[key].SetAttribute('qcapn', 0.6)
# =====
# Diccionario de Cargas
# =====
load_dict = {}

loads = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmLod')

```



```

for i in loads:
    load_dict[i.loc_name] = i

# Lista de cargas que se van a modificar
load_name = ['DistLod1', 'DistLod2', 'DistLod4', 'DistLod5', 'DistributedLoad',
             'L571-DcPQ', 'L611-YcI', 'L634-YcPQ', 'L645-YcPQ', 'L646-DcZ',
             'L652-YcZ', 'L675-YcPQ', 'L692-DcI']

# Iterar sobre las cargas y determinar el factor de Scala
for k in load_name:
    if k in load_dict:
        load_dict[k].SetAttribute('scale0',1)
# =====
# Flujo de Potencia
# =====
LoadFlow = app.GetFromStudyCase('ComLdf')
LoadFlow.iopt_net = 1
LoadFlow.Execute()

bus_dict = {}
bus_table = []
line_table = []

# Obtener las barras relevantes
buses = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmTerm')
for j in buses:
    bus_dict[j.loc_name] = j

# Obtener valores de voltaje por fase de las barras y las pérdidas de potencia
for bus_name, bus_obj in bus_dict.items():
    try:
        voltage_A = bus_obj.GetAttribute("m:u:A")
    except AttributeError:
        voltage_A = 0.0
    try:
        voltage_B = bus_obj.GetAttribute("m:u:B")
    except AttributeError:
        voltage_B = 0.0
    try:
        voltage_C = bus_obj.GetAttribute("m:u:C")
    except AttributeError:
        voltage_C = 0.0
    try:
        # Obtener las pérdidas de potencia
        p_loss = bus_obj.GetAttribute("m:LossPdownload")
    except AttributeError:
        p_loss = 0.0

    # Agregar los valores a la lista de datos
    bus_table.append({'Barra': bus_name,
                    'Voltaje Fase A': round(voltage_A, 4),
                    'Voltaje Fase B': round(voltage_B, 4),
                    'Voltaje Fase C': round(voltage_C, 4),
                    'Pérdidas de Potencia': round(p_loss, 4)})

# Obtener pérdidas de potencia de las líneas de transmisión
lines = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmLne')

```

```

for line in lines:
    try:
        # Obtener las pérdidas activas de la línea
        loss_active = line.GetAttribute("c:Plossld")
        line_table.append({
            'Línea': line.loc_name,
            'Pérdidas Activas': round(loss_active, 4)})
    except AttributeError:
        pass

# Crear DataFrames de Pandas con los datos
df_buses = pd.DataFrame(bus_table)
df_lines = pd.DataFrame(line_table)

# Filtrar los valores de voltaje de las barras especificadas
barras_filtradas = ['611', '632', '633', '634', '645', '646', '650',
                    '652', '671', '675', '680', '684', '692', 'RG60']
df_buses_filtrado = df_buses[df_buses['Barra'].isin(barras_filtradas)]

# Imprimir la tabla de valores de voltajes de las barras filtradas
print("Tabla Inicial del Sistema (Barras):")
print(df_buses_filtrado)

print("Tabla Inicial del Sistema (Líneas):")
print(df_lines)

# Establecer la ruta donde quieres guardar el archivo Excel
directorio_destino = r'G:\Mi unidad\TIC-CAPACITORES'
nombre_archivo = 'Flujo_Inicial1.xlsx'
ruta_completa = os.path.join(directorio_destino, nombre_archivo)

# Crear un objeto ExcelWriter para escribir en el archivo Excel
with pd.ExcelWriter(ruta_completa) as writer:
    # Exportar los DataFrames a diferentes hojas del archivo Excel
    df_buses_filtrado.to_excel(writer, sheet_name='Barras', index=False)
    df_lines.to_excel(writer, sheet_name='Líneas', index=False)

print(f"Datos exportados exitosamente a {ruta_completa}")
# =====
# Función iterativa
# =====
def process_shunt(shunt_name, shunt_dict, app, results_dict):
    # Encender el shunt
    shunt_dict[shunt_name].SetAttribute('outserv', 0)

    LoadFlow = app.GetFromStudyCase('ComLdf')
    LoadFlow.iopt_net = 1
    LoadFlow.Execute()

    # Inicializar el diccionario de barras y la lista de datos
    bus_dict = {}
    table = []

    buses = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmTerm')
    for j in buses:
        bus_dict[j.loc_name] = j

```

```

for bus_name, bus_obj in bus_dict.items():
    try:
        voltage_A = bus_obj.GetAttribute("m:u:A")
    except AttributeError:
        voltage_A = 0.0
    try:
        voltage_B = bus_obj.GetAttribute("m:u:B")
    except AttributeError:
        voltage_B = 0.0
    try:
        voltage_C = bus_obj.GetAttribute("m:u:C")
    except AttributeError:
        voltage_C = 0.0

    p_loss = bus_obj.GetAttribute("m:LossPdownload")

    # Agregar los valores a la lista de datos
    table.append({'Barra': bus_name,
                 'Voltaje Fase A': round(voltage_A, 4),
                 'Voltaje Fase B': round(voltage_B, 4),
                 'Voltaje Fase C': round(voltage_C, 4),
                 'Pérdidas de Potencia': round(p_loss, 4)})

# Crear un DataFrame de Pandas con los datos
df = pd.DataFrame(table)

# Agregar el DataFrame al diccionario de resultados
results_dict[shunt_name] = df

# Apagar el shunt
shunt_dict[shunt_name].SetAttribute('outserv', 1)

results_dict = {}

# Iterar sobre los casos de shunt y procesarlos
shunt_cases = ['C RG60', 'C646', 'C645', 'C632', 'C633',
               'C634', 'C611 B', 'C684', 'C671', 'C692',
               'C675 B', 'C652', 'C680',
               'C 611-684', 'C 632-633', 'C 632-671', 'C 645-632',
               'C 646-645', 'C 671-680', 'C 684-671', 'C 692-675',
               'C RG60-632']

for case in shunt_cases:
    process_shunt(case, shunt_dict, app, results_dict)

for shunt_name, df in results_dict.items():
    print(f"Tabla para {shunt_name}:")
    print(df)

# Filtrar los DataFrames por las barras específicas
barras_filtradas = ['611', '632', '633', '634', '645', '646', '650',
                    '652', '671', '675', '680', '684', '692', 'RG60']
df_filtrados = {shunt_name: df[df['Barra'].isin(barras_filtradas)]
                 for shunt_name, df in results_dict.items()}

# Especificar la ruta completa y el nombre del archivo Excel
directorio_destino = r'G:\Mi unidad\TIC-CAPACITORES'

```

```
nombre_archivo = 'Resultados_Shunts.xlsx'
ruta_completa = os.path.join(directorio_destino, nombre_archivo)

# Crear un objeto ExcelWriter para escribir en el archivo Excel
with pd.ExcelWriter(ruta_completa) as writer:
    # Iterar sobre los DataFrames filtrados y escribir cada uno en una hoja
    for shunt_name, df_filtrado in df_filtrados.items():
        df_filtrado.to_excel(writer, sheet_name=shunt_name, index=False)

print(f"Resultados filtrados guardados en {ruta_completa}")
```