

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**TEMA:** IMPACTO DE PERDIDAS DEBIDO AL BAJO FACTOR DE POTENCIA Y  
DESEQUILIBRIO DE CARGA EN USUARIOS RESIDENCIALES

Trabajo de Grado previo a la obtención del título de Ingeniero (a) Eléctrico (a)

Línea de investigación: Producción industrial y tecnología sostenible

**AUTOR (A):**

Jorge Stalin Delgado Andrade

**DIRECTOR (A):**

Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.

Ibarra, 2025



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**BIBLIOTECA UNIVERSITARIA**

**AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN**  
**A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

**1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA**

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
<b>CÉDULA DE IDENTIDAD:</b>	1004768451		
<b>APELLIDOS Y NOMBRES:</b>	Delgado Andrade Jorge Stalin		
<b>DIRECCIÓN:</b>	Ibarra, conjunto la Quinta		
<b>EMAIL:</b>	jorgeecw@live.com		
<b>TELÉFONO FIJO:</b>		<b>TELÉFONO MÓVIL:</b>	0997969799

DATOS DE LA OBRA	
<b>TÍTULO:</b>	Impacto de pérdidas debido al bajo factor de potencia y desequilibrio de carga en usuarios residenciales
<b>AUTOR (ES):</b>	Delgado Andrade Jorge Stalin
<b>FECHA: DD/MM/AAAA</b>	05/09/2025
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
<b>PROGRAMA:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>PREGRADO</b> <input type="checkbox"/> <b>POSGRADO</b>
<b>TÍTULO POR EL QUE OPTA:</b>	Ingeniero Eléctrico
<b>ASESOR /DIRECTOR:</b>	Ing. Olger Arellano MSc. / Ing. Ramiro Vásquez MSc.

**2. CONSTANCIAS**

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 5 días del mes de septiembre de 2025

**EL AUTOR:**

.....  
 Delgado Andrade Jorge Stalin



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



**CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN  
CURRICULAR**

Yo, Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc. en calidad de director del señor estudiante Delgado Andrade Jorge Stalin certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: Impacto de pérdidas debido al bajo factor de potencia y desequilibrio de carga en usuarios residenciales

Para la obtención del título de Ingeniero(a) Eléctrico(a), aprobado la defensa, impresión y empastado.

Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc  
DIRECTOR DEL TRABAJO DE GRADO



## **DEDICATORIAS**

Este trabajo está dedicado especialmente a mis padres Ney Delgado y Dolores Andrade a quienes con amor y esfuerzo constante me inculcaron valores fundamentales como la perseverancia, responsabilidad y compromiso, apoyándome siempre en mis metas académicas y personales.

A mis hermanas, quienes fueron mi inspiración y motivación diaria para superar cualquier dificultad.

Finalmente, a todos aquellos que creen en mí y me acompañaron con su ánimo en cada etapa de este camino profesional.



## **AGRADECIMIENTOS**

Deseo expresar mi profundo agradecimiento a mis padres, por su apoyo incondicional, confianza, sacrificio y por haber estado siempre presentes en cada paso de mi formación profesional.

A mis hermanas, familiares y amigos cercanos, quienes con paciencia y aliento constante fueron fundamentales para culminar exitosamente esta etapa.

Un especial reconocimiento a mi tutor, Ing. Ramiro Vásquez Villarruel por su invaluable orientación, dedicación y exigencia académica durante la realización del presente trabajo investigativo.

Extiendo también mi gratitud a los docentes de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica del Norte, cuya enseñanza y experiencia profesional aportaron significativamente a mi formación integral. Finalmente, agradezco a todos quienes directa o indirectamente colaboraron en la realización de este trabajo de titulación, brindando su tiempo, conocimientos y valiosas observaciones.



## INDICE DE CONTENIDOS

DEDICATORIAS .....	4
AGRADECIMIENTOS .....	5
RESUMEN.....	13
CAPÍTULO I.....	15
1.1.1 Problemática a investigar. ....	16
1.1.2 Formulación de la pregunta de investigación .....	18
1.2.1 Objetivo General: .....	18
1.2.2    Objetivos Específicos: .....	18
1.3 Alcance y Delimitación:.....	19
1.4 Justificación.....	19
CAPÍTULO II .....	21
Marco teórico .....	21
2.1 Antecedentes .....	21
2.2 Bases teóricas .....	25
2.2.1 Potencia .....	25
2.2.2 Potencia Aparente .....	26
2.2.3 Potencia Activa .....	26
2.2.4 Potencia Reactiva .....	26
2.2.5 Factor de potencia .....	27
2.2.6 Importancia del factor de potencia .....	29



2.2.7 Causas de un bajo factor de potencia.....	30
2.2.8 Consecuencias de un bajo factor de potencia .....	31
2.2.8.21 Demanda máxima Diversificada.....	39
2.2.9 Tarifas de bajo Voltaje.....	40
<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>41</b>
<b>MATERIALES Y MÉTODOS .....</b>	<b>41</b>
3.1 Materiales .....	41
3.1.1 ArcGIS .....	41
3.1.2 Cyme.....	43
3.1.3 Excel .....	45
3.2 Enfoque y tipo de investigación .....	46
3.3 Tipo de Investigación: .....	46
3.4 Diseño de la Investigación: .....	46
3.4.1 Investigación de marco Teórico.....	47
3.4.2 Recopilación de información y Medición.....	47
3.4.3 Modelación de la red .....	49
<b>CAPÍTULO 4 .....</b>	<b>60</b>
4.1 Análisis y resultados .....	60
4.2 Resultados por escenario .....	63
4.3 Análisis.....	72
4.3.1 Análisis técnico.....	72
4.4 Cuadro comparativo de todos los escenarios y el análisis .....	83
4.4.2 Análisis de impacto del equilibrio de carga y fp .....	86



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Conclusiones .....	88
Recomendaciones.....	89
Referencias.....	90
Anexos .....	94



## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> Diagrama senoidal de carga inductiva.....	30
<b>Figura 2</b> Diagrama fasorial de un circuito resistivo .....	35
<b>Figura 3</b> Diagrama fasorial de un circuito inductivo .....	35
<b>Figura 4</b> Diagrama fasorial de un circuito capacitivo .....	36
<b>Figura 5</b> Flujo de procedimientos .....	47
<b>Figura 6</b> Newton-Raphson completo [21].....	53
<b>Figura 7</b> Pérdidas de potencia Escenario 1 .....	73
<b>Figura 8</b> Pérdidas económicas Escenario 1 .....	74
<b>Figura 9</b> Pérdidas de potencia Escenario 2 .....	75
<b>Figura 10</b> Pérdidas económicas Escenario 2.....	76
<b>Figura 11</b> Pérdidas de potencia Escenario 3 .....	77
<b>Figura 12</b> Pérdidas económicas Escenario 3.....	78
<b>Figura 13</b> Pérdidas de potencia Escenario 4 .....	79
<b>Figura 14</b> Pérdidas económicas Escenario 4.....	80
<b>Figura 15</b> Pérdidas de potencia Escenario 5 .....	81
<b>Figura 16</b> Pérdidas económicas Escenario 5.....	82
<b>Figura 17</b> análisis técnico comparativo.....	84
<b>Figura 18</b> análisis económico comparativo.....	85



## ÍNDICE DE IMAGENES

<b>Imagen 1</b> Base de datos en ArcGIS.....	42
<b>Imagen 2</b> diseño de la red en Cyme .....	44
<b>Imagen 3</b> Analizador de red .....	48
<b>Imagen 4</b> Analizador de red en función .....	49
<b>Imagen 5</b> Base de datos de ArcGis.....	50
<b>Imagen 6</b> modelación de la red en Cyme .....	51
<b>Imagen 7</b> Flujo de carga.....	52
<b>Imagen 8</b> flujos de carga .....	55
<b>Imagen 9</b> configuración del flujo de carga.....	56
<b>Imagen 10</b> Desequilibrio y Factor de potencia 1 en Cyme .....	66
<b>Imagen 11</b> Desequilibrio y factor de potencia 0,62 en Cyme .....	67
<b>Imagen 12</b> Equilibrio de cargas y factor de potencia de la red en Cyme.....	69
<b>Imagen 13</b> Equilibrio de cargas y Factor de potencia 1 en Cyme.....	70
<b>Imagen 14</b> equilibrio de cargas y Factor de potencia de 0,62 en Cyme.....	72



## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> Tabla de resultados de pérdidas .....	63
<b>Tabla 2</b> Escenario 1 ( $fp= 1$ , Desequilibrio de la red) .....	65
<b>Tabla 3</b> Escenario 2 ( $fp=0,62$ , Desequilibrio de la red) .....	66
<b>Tabla 4</b> Escenario 3 (Equilibrio de cargas y factor de potencia de la red).....	68
<b>Tabla 5</b> Escenario 4 (Equilibrio de cargas y $fp= 1$ ) .....	69
<b>Tabla 6</b> Escenario 5 (equilibrio de cargas y $fp= 0,62$ ) .....	71
<b>Tabla 7</b> Comparación de todos los escenarios .....	84



## INDICE DE ANEXOS

<b>Anexo 1</b> Datos de la red.....	95
<b>Anexo 2</b> Escenario 1 .....	97
<b>Anexo 3</b> Escenario 3 .....	99
<b>Anexo 4</b> Escenario 3 .....	101
<b>Anexo 5</b> Escenario 4 .....	103
<b>Anexo 6</b> Escenario 5 .....	105



## RESUMEN

La investigación abordó la problemática de pérdidas energéticas en redes eléctricas residenciales, causadas principalmente por bajo factor de potencia y desequilibrio de cargas. Estas condiciones generan mayor consumo eléctrico, calentamiento de equipos y elevados costos operativos. El objetivo general fue evaluar cómo el factor de potencia y el desequilibrio afectan las pérdidas en usuarios residenciales. Se aplicó una metodología cuantitativa y observacional, utilizando herramientas como ArcGIS, CYME y analizadores de redes trifásicas para mediciones y simulaciones. Se analizaron diferentes escenarios operativos, variando el factor de potencia y el equilibrio de cargas, lo que permitió cuantificar las pérdidas técnicas y económicas en diversas condiciones. La principal conclusión es que corregir el factor de potencia y equilibrar adecuadamente las cargas disminuye considerablemente las pérdidas energéticas y económicas. Se recomienda aplicar estrategias de compensación reactiva y balance de cargas para mejorar la eficiencia energética en redes residenciales.

**Palabras clave:** Impacto, Factor de Potencia, Desequilibrio eléctrico, Cargas energéticas, Pérdidas, Usuarios Residenciales.



### ABSTRACT

The research addressed the issue of energy losses in residential electrical networks, mainly caused by low power factors and load imbalance. These conditions lead to increased electricity consumption, equipment overheating, and higher operational costs. The main objective was to evaluate how power factor and imbalance affect energy losses in residential users. A quantitative and observational methodology was applied, using tools such as ArcGIS, CYME, and three-phase network analyzers for measurements and simulations. Different operational scenarios were analyzed by varying the power factor and load balance, which allowed quantifying technical and economic losses under various conditions. The main conclusion is that correcting the power factor and properly balancing loads significantly reduces energy and economic losses. It is recommended to implement reactive compensation strategies and load balancing to improve energy efficiency in residential networks.

**Keywords:** Impact, Power Factor, Electrical Imbalance, Energy Loads, Losses, Residential Users.



## CAPÍTULO I

### 1. El problema

El impacto del factor de potencia y el desequilibrio de las cargas en las pérdidas para usuarios residenciales constituye un problema significativo en el ámbito eléctrico. El déficit en el factor de potencia suele surgir, principalmente, cuando se utilizan cargas no lineales, como las inductivas de los motores o transformadores, que, al poseer bobinas, generan cargas elevadas [1]. Prácticamente cualquier carga inductiva tiende a producir un déficit en el factor de potencia, causando un desfase entre la corriente consumida y el voltaje.

Un déficit en el factor de potencia aumenta la potencia aparente y el consumo de corriente, causando pérdidas y efectos negativos para distribuidores y consumidores. Esto incluye calentamiento de conductores por efecto Joule, caídas de voltaje y daño prematuro de equipos. En sistemas con mayor carga inductiva, el bajo factor de potencia afecta la calidad de la energía [2].

Un déficit de factor de potencia aumenta la demanda de potencia en la red de bajo voltaje, combinando la demanda del usuario y las pérdidas de corriente de la red. En un contexto de rápido desarrollo energético y económico, la fiabilidad y calidad del suministro eléctrico son cruciales para el crecimiento industrial y residencial. Interrupciones o baja calidad en la energía pueden causar problemas técnicos y de producción, resultando en pérdidas económicas para las empresas de distribución [3].

Para mantener la calidad de la energía en los sistemas eléctricos, es fundamental abordar factores como el desequilibrio de carga. Este desequilibrio puede causar problemas técnicos y económicos para las empresas de distribución y daños a los equipos de los usuarios, afectando



el rendimiento y reduciendo la vida útil de los dispositivos. Las causas del desequilibrio eléctrico incluyen bajo voltaje monofásica o interrupción de la resistencia de aislamiento en las bobinas de motores. En sistemas trifásicos desequilibrados, pueden surgir problemas como esfuerzo mecánico reducido en motores, corrientes anormales en motores y rectificadores trifásicos, y transporte de corriente desequilibrada a través del cable neutro en sistemas estrella trifásicos. Estos desequilibrios pueden provocar un rendimiento deficiente o fallas prematuras en motores y otras cargas trifásicas[4].

## **1.1 Problema de investigación.**

### ***1.1.1 Problemática a investigar.***

En el análisis del sistema eléctrico, los transformadores juegan un papel importante para garantizar la distribución y seguridad de la energía. En términos generales, los transformadores son dispositivos simples que pueden cambiar los niveles de voltaje y corriente para satisfacer necesidades específicas, mejorando así la calidad de los servicios eléctricos.

La eficiencia energética mide el uso efectivo de la energía, crucial para reducir su consumo. El bajo voltaje implica un uso ineficaz de la energía, aumentando pérdidas y costos para el usuario. Esto puede causar pérdidas adicionales en el transformador, acortando su vida útil y afectando la calidad del servicio eléctrico. Sobre todo, la sobrecarga no sólo provoca pérdida de energía, sino que también puede dañar los equipos eléctricos. Instalar baterías de condensadores es una buena solución para aumentar la potencia, mientras que el tiempo de carga puede reducir el desequilibrio. En general, optimizar el uso del transformador y resolver estos problemas es importante para proporcionar energía más eficiente y confiable.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Muchas plantas de transformación tienen el importante efecto de tener componentes no lineales, especialmente en edificios donde se utilizan equipos eléctricos como motores y transformadores de bobina. Estos dispositivos son propensos a consumir poca energía y, dado que se utilizan ampliamente, esto ocurre con frecuencia.

La desventaja de esta fuente de transformador es que puede provocar un conflicto entre la corriente y el voltaje, lo que puede provocar algunos efectos adversos en la fuente de transformación. Una menor eficiencia energética significa más energía que es una combinación de energía activa y reactiva. El aumento de energía se considera una pérdida para los propietarios de negocios y residentes locales.

Los proveedores deben suministrar más energía para satisfacer las mismas necesidades, lo que aumenta los costos operativos y afecta a los usuarios finales. La diferencia de fase y las pérdidas de energía en el transformador también aumentan el voltaje. Los transformadores funcionan mejor con un factor de potencia cercano a la unidad, pero un factor bajo incrementa la corriente en los devanados, causando más pérdidas por efecto Joule (calor) y acortando su vida útil.

En sistemas eléctricos locales con gran potencia y crecimiento económico, la calidad del suministro de los transformadores, responsables de transformar y distribuir energía, son esenciales para la estabilidad eléctrica. Sin embargo, problemas como baja potencia y cargas desequilibradas afectan su rendimiento.

La diferencia de fase aumenta la potencia aparente, generando más pérdidas de potencia, calor y acortando la vida útil del transformador. Esta discrepancia puede sobrecargar el transformador, afectando su eficiencia y estabilidad. Mejorar bancos de condensadores y



equilibrar cargas pueden reducir estos problemas, y el mantenimiento preventivo es fundamental para asegurar su óptimo funcionamiento y durabilidad.

### ***1.1.2 Formulación de la pregunta de investigación***

- ¿Cómo afecta el déficit en el factor de potencia y el desequilibrio de cargas en los transformadores de energía, al rendimiento y la eficiencia del suministro eléctrico?
- ¿Cuáles son las principales consecuencias económicas y técnicas derivadas del bajo factor de potencia y el desequilibrio de cargas, considerando el calentamiento de conductores, caídas de voltaje y daño prematuro de equipos instalados?
- ¿Cómo puede mejorar la calidad del suministro eléctrico, teniendo en cuenta la presencia de 71 transformadores de distribución, para mitigar los efectos negativos del déficit en el factor de potencia y el desequilibrio de cargas en los usuarios y la infraestructura?

## **1.2 Objetivos**

### ***1.2.1 Objetivo General:***

Evaluar el impacto del factor de potencia y el desequilibrio de las cargas en las pérdidas para usuarios residenciales.

### ***1.2.2 Objetivos Específicos:***

- Determinar los beneficios técnicos y económicos de un factor de potencia adecuado y un equilibrio de carga
- Realizar mediciones de los parámetros eléctricos del factor de potencia y el desequilibrio de cargas en la red de distribución residencial de EmelNorte.



- Evaluar las pérdidas técnicas y económicas para la empresa EmelNorte y sus afectaciones debido a un bajo factor de potencia y desequilibrio de carga.

### **1.3 Alcance y Delimitación:**

El estudio se centrará en los transformadores de energía conectados a la subestación ubicada en este sector. La investigación se llevará a cabo desde junio 2023 hasta junio 2024. Este marco temporal permitirá realizar un análisis exhaustivo de las condiciones del suministro eléctrico, abarcando diversas estaciones y condiciones climáticas que podrían influir en el comportamiento del sistema eléctrico.

### **1.4 Justificación**

Este proyecto contribuirá al conocimiento en la industria de la ingeniería eléctrica, particularmente en las áreas de medición de potencia y desequilibrio de carga. Permitirá a estudiantes y profesionales conocer y resolver problemas eléctricos para mejorar su formación y habilidades. Al identificar las causas y soluciones de los cortes de suministro y carga de energía, el proyecto ayudará a mejorar la calidad y confiabilidad, brindará beneficios directos a los usuarios finales y reducirá eventos no planificados, los clientes también se beneficiarán de costos reducidos asociados con cortes de energía y daños a los equipos.

La realización de la encuesta permitirá obtener resultados representativos que incluyan cambios estacionales y climáticos y garantizará la validez y confiabilidad de los equipos eléctricos, el concepto ayudará a crear un desarrollo sostenible y productivo que sea beneficioso para los residentes y las empresas locales.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS  
APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



También fomentará la cooperación entre empresas de distribución, gobiernos locales y comunidades y aumentará la participación pública, evitando pérdidas de materiales. Las soluciones tendrán buenas perspectivas para el desarrollo de la electricidad, se fomentará la cooperación entre empresas distribuidoras, gobiernos locales y comunidades.

Además, se dispone de los recursos económicos y equipos necesarios para realizar mediciones, evaluaciones y sugerencias de mejora, con programas y seguimiento a largo plazo. La geografía del área de estudio puede crear limitaciones espaciales que pueden reducirse mediante el muestreo, los recursos limitados se gestionarán cuidadosamente para garantizar que el proyecto se complete dentro del plazo especificado.



## **CAPÍTULO II**

### **Marco teórico**

#### **2.1 Antecedentes**

En el artículo titulado "Análisis del impacto del factor de potencia y del desequilibrio de las cargas sobre las pérdidas eléctricas: caso de estudio en el sistema de distribución de bajo voltaje" [5], el objetivo principal consistió en examinar y cuantificar las pérdidas de energía eléctrica en un sistema de distribución específico de bajo voltaje perteneciente a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) en Paraguay. El propósito fundamental de esta investigación fue comprender tanto el impacto técnico como económico de dos factores primordiales: el factor de potencia y el grado de desequilibrio de las cargas, en relación con las pérdidas eléctricas.

Se empleó una metodología basada en estudios de flujo de potencia, considerando diferentes escenarios de factor de potencia y grado de desequilibrio de las cargas. Se llevaron a cabo cálculos detallados para determinar cómo estos factores afectan las pérdidas eléctricas en un puesto de distribución. Además, se realizó una inferencia estadística para extrapolar los resultados al sistema metropolitano y se evaluó el impacto económico de corregir ambos factores a lo largo de un período de 10 años.

Los resultados del estudio indican que aproximadamente un tercio de las pérdidas de energía en un puesto de distribución se deben al factor de potencia y al grado de desequilibrio de las cargas, en un escenario con mayor probabilidad.

Sin embargo, se señala que, en condiciones específicas, las pérdidas podrían triplicarse debido a estos factores, aunque con una baja probabilidad. La inferencia estadística sugiere que



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



la corrección de estos factores en el sistema metropolitano podría resultar en un beneficio económico estimado en torno a 83 millones de dólares durante un período de 10 años.

La falta de control sobre el factor de potencia y el grado de desequilibrio de las cargas en la red de bajo voltaje de la ANDE (administración nacional de electricidad) está asociada directamente con las pérdidas de energía eléctrica. La corrección de estos factores podría tener un impacto significativo tanto técnica como económicamente. Se concluye que la implementación de medidas para mejorar el factor de potencia y reducir el desequilibrio de cargas puede ser una estrategia efectiva para minimizar las pérdidas de energía en el sistema de distribución eléctrica, lo que resultaría en beneficios financieros considerables a lo largo del tiempo.

El estudio titulado "Análisis de Impacto del Desbalance y Acomodo de Cargas para Usuarios de la Empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander" [6] tuvo como objetivo principal mitigar los impactos técnicos, económicos y ambientales derivados del desbalance y acomodo de cargas en determinados circuitos de las redes de distribución de los usuarios de Centrales Eléctricas del Norte de Santander, ubicados en el área metropolitana de la ciudad de Cúcuta. El propósito fundamental de este estudio fue identificar las causas y afectaciones generadas por el desbalance, llevando a cabo un análisis exhaustivo del régimen de trabajo de los circuitos y evaluando parámetros de calidad como pérdidas de energía y caídas de voltaje.

La metodología adoptada comprende un análisis exhaustivo del régimen de trabajo de los circuitos, considerando aspectos técnicos, económicos y ambientales.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Se realizará una evaluación de la capacidad de demanda de carga de los circuitos, así como un estudio del impacto económico que podría derivar de la reducción de pérdidas técnicas de operación. Además, se analizarán los aspectos ambientales y sociales asociados a las mejoras propuestas en el acomodo de cargas. El análisis se fundamentará en conocimientos adquiridos en áreas de formación como sistemas de distribución, suministro eléctrico y calidad de la energía.

Los resultados esperados incluyen la identificación de las causas y afectaciones derivadas del desbalance de cargas, así como una evaluación exhaustiva de los parámetros de calidad en los circuitos estudiados. Se espera obtener información detallada sobre la capacidad de demanda de carga, el impacto económico potencial de reducir pérdidas técnicas y las implicaciones ambientales y sociales asociadas a las mejoras propuestas en el acomodo de cargas.

A través del análisis técnico, económico y ambiental del acomodo de carga en los circuitos, se pretende lograr un ahorro sustancial en concepto de pérdidas de operación de las redes de distribución estudiadas. Se espera que estas mejoras contribuyan significativamente a la eficiencia en el suministro de energía eléctrica, mejorando así la prestación del servicio por parte de Centrales Eléctricas del Norte de Santander. Este estudio proporcionará conclusiones fundamentadas que servirán como base para futuras estrategias de optimización y mejoras en la gestión de la red de distribución eléctrica.

El artículo titulado "Mejora del Factor de Potencia en un Sistema de Distribución mediante la Implementación de Control Adaptativo para Filtros de Potencia Reactiva" [7] presento como objetivo principal determinar el incremento del factor de potencia a través de la



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



introducción de un controlador adaptativo autoajustable (STR) en un sistema de distribución. La investigación busca comparar los perfiles de voltaje entre las barras afectadas y las mejoradas por la presencia de cargas no lineales. La implementación del controlador adaptativo STR tiene como propósito posibilitar que el sistema de distribución se ajuste a la inclusión de cargas dinámicas, generando así una mejora en la calidad de energía del sistema. Se propone la creación de un modelo de distribución de 34 barras conforme a la normativa IEEE, con un enfoque específico en las barras trifásicas del sistema, y se llevarán a cabo diversas simulaciones mediante el software MATLAB-SIMULINK.

La metodología se basa en el desarrollo de un modelo de distribución de 34 barras de la IEEE, centrándose en el análisis de las barras trifásicas. Se plantea la inserción de cargas dinámicas al sistema y la implementación de un controlador adaptativo autoajustable (STR). La simulación de los escenarios se llevará a cabo utilizando el software MATLAB-SIMULINK, permitiendo evaluar el funcionamiento del sistema antes y después de la implementación del controlador. Se analizarán aspectos como el factor de potencia, el perfil de voltaje y se representará el mejoramiento del factor de potencia en tiempo real.

Tras verificar las barras con menor factor de potencia y evaluar el rendimiento del controlador adaptativo autoajustable STR en el sistema, se presentarán los resultados obtenidos. Estos incluirán comparaciones del factor de potencia antes y después de la implementación, perfiles de voltaje antes y después, así como



representaciones visuales del mejoramiento del factor de potencia en tiempo real antes y después de la intervención en el sistema.

Los resultados obtenidos a través de la implementación del controlador adaptativo autoajutable STR revelan mejoras significativas en el factor de potencia, perfiles de voltaje y calidad de energía en el sistema de distribución. Se concluye que la adaptabilidad del sistema ante cargas dinámicas, facilitada por el controlador STR, contribuye al mejoramiento general del rendimiento del sistema. Este enfoque puede ser una solución efectiva para optimizar el factor de potencia y la calidad de energía en sistemas de distribución enfrentados a la presencia de cargas no lineales.

## **2.2 Bases teóricas**

### **2.2.1 Potencia**

La potencia es la cantidad de trabajo realizado por unidad de tiempo y está relacionada con la velocidad a la que cambia la energía en un sistema o el tiempo necesario para completar un trabajo. Por lo tanto, la potencia se define como la energía total dividida por el tiempo. Este concepto se aplica en tres tipos principales: potencia mecánica, potencia calorífica y potencia eléctrica.

En particular, la potencia eléctrica se define como la rapidez con la que se realiza un trabajo o se consume energía en un sistema eléctrico. Este concepto es útil para determinar cuánto consume un equipo o sistema eléctrico. Es el trabajo que realiza una carga al pasar por los componentes de un circuito o, de manera equivalente, la cantidad de energía consumida por un equipo en un segundo. También puede interpretarse como la capacidad de un receptor eléctrico para transformar energía dentro de un tiempo determinado [8].



### ***2.2.2 Potencia Aparente***

La potencia aparente suministrada a un circuito es la combinación de la energía convertida en calor por el circuito y la energía empleada para generar campos eléctricos y magnéticos en todos sus componentes.

Según Mendoza [9] esta potencia que también es conocida como potencia total, es la cantidad de potencia que se es consumida de la red eléctrica por la carga y esta misma es el resultado de los valores eficaces de voltaje e intensidad, se obtiene como la suma vectorial de las potencias activas y reactivas.

### ***2.2.3 Potencia Activa***

La potencia real o activa es la capacidad del circuito para realizar el proceso de convertir la electricidad en trabajo.

Esta potencia es aquella que es absorbida por las cargas que son conocidas como cargas resistivas y son las que se puede aprovechar como potencia útil. En las cargas resistivas la energía que se es obtenida o absorbida de la red se vuelve de manera integral en energía mecánica, lumínica, térmica o cualquier otra forma de energía. Esta potencia se la representa con la letra P y se la mide en vatios (W) [10].

### ***2.2.4 Potencia Reactiva***

No es la potencia real consumida por la instalación porque no produce trabajo útil. Esta aparece en los circuitos o instalaciones donde hay bobinas o capacitores donde la potencia reactiva es necesaria para generar los campos magnéticos y también eléctricos en este tipo de componentes.



Esta potencia reactiva es aquella que no es una potencia realmente consumida en la instalación eléctrica pero que es la potencia que necesitan las bobinas y los capacitores para que estos generen campos magnéticos o eléctricos que son necesarios para su funcionamiento, sin embargo, esto no se transforma en un trabajo útil. La potencia reactiva está representada por la letra  $Q$  y su medición es en voltamperios reactivos (VAr) [11].

### ***2.2.5 Factor de potencia***

El factor de potencia es la relación entre la potencia activa, que realiza trabajo útil, y la potencia aparente, que es la combinación de potencia activa y reactiva en un sistema eléctrico. Se expresa como un valor adimensional entre 0 y 1, donde 1 indica máxima eficiencia. Un factor de potencia bajo implica que el sistema consume más energía reactiva, reduciendo la eficiencia del uso de la energía suministrada. Es un parámetro clave para evaluar el desempeño de equipos eléctricos y optimizar la capacidad de transmisión de la red.

Desde que los sistemas eléctricos de corriente alternan a finales del siglo XIX se empezó a mirar las consecuencias del desfasamiento entre la corriente y el voltaje esto causado por la existencia de bobinas y capacitores en el sistema eléctrico.

Un bajo factor de potencia en un sistema eléctrico genera múltiples consecuencias adversas tanto en el rendimiento del sistema como en los costos operativos. Entre las principales implicaciones se encuentra el incremento en las pérdidas de potencia activa, lo que resulta en una mayor disipación de energía en forma de calor en los conductores y transformadores. Esto puede provocar un sobredimensionamiento de los equipos y la infraestructura eléctrica para manejar la corriente adicional, lo que incrementa los costos de



inversión y operación. Además, un factor de potencia reducido ocasiona penalizaciones económicas por parte de las empresas distribuidoras de energía, debido al mayor consumo de potencia reactiva. También se observa una disminución en la capacidad de transporte de energía del sistema, lo que afecta la eficiencia general de la red y puede limitar el crecimiento futuro de la demanda eléctrica.

Esto hizo que se hicieran dispositivos y equipos que compensen la potencia reactiva que ha mejorado con el avance de la electrónica de potencia a un tipo de tecnologías complejas que son de altos costos pero facilitan al ingeniero de diseño o de mantenimiento la selección apropiada de los mecanismos para que se resuelvan los problemas en las instalaciones eléctricas [12]

El factor de potencia es aquel que tiene mayor incidencia cuando se trata del porcentaje de pérdidas de potencia activa y en la regulación de voltaje, por este caso, en los términos económicos y en la eficiencia del sistema de distribución eléctrica.

Para los circuitos de distribución eléctrica se usa un límite de factor de potencia que es de 0.92, si este valor está en menor medida este se tendrá que corregir esto se lo hace por medio de los consumidores, por parte de la empresa que distribuye el servicio eléctrico o de igual manera por ambas partes

En la Figura 1 se presenta la representación matemática de las tres potencias, y siguiendo el teorema de Pitágoras, se puede comprender la manera de calcular el factor de potencia. Este factor se define como el ángulo que conecta la potencia activa con la potencia aparente [13].



*Figura 1 Triangulo de potencias.  
 fuente: [14]*

### **2.2.6 Importancia del factor de potencia**

El factor de potencia es importante al momento de saber el aprovechamiento de carácter energético que tiene un equipo.

El factor de potencia en un sistema eléctrico se refiere a la calidad que proporciona una eficaz y eficiente calidad de energía para las cargas instaladas. Esto implica aprovechar toda la energía útil proveniente del transformador, la línea de distribución y el generador, optimizando así el uso de un equipo o máquina a su capacidad máxima [15].

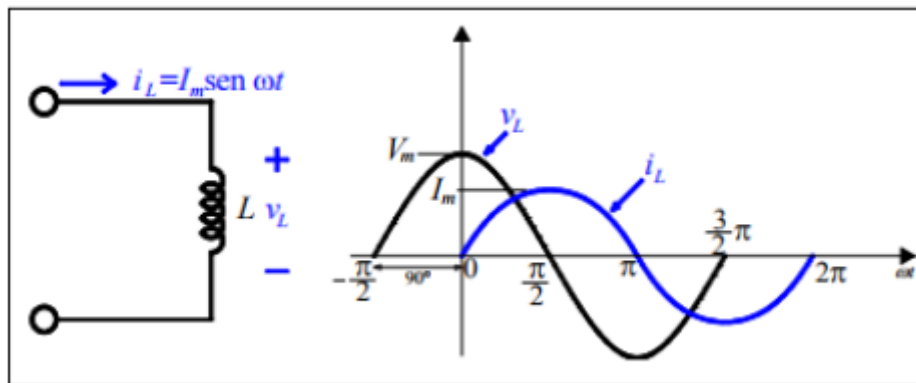
Los consumidores con fines comerciales o industriales enfrentan penalizaciones en la facturación debido a un bajo factor de potencia. Esta penalización se aplica como consecuencia de la penalización a la eficiencia de las instalaciones y equipos considerados ineficientes. En cambio, para los usuarios residenciales, no se aplican este

tipo de penalizaciones, lo que significa que las pérdidas recaen en la empresa de distribución.



### 2.2.7 Causas de un bajo factor de potencia

El bajo o el déficit del factor de potencia principalmente se da cuando las cargas no lineales inductivas como las de los motores o del transformador, utilizan cargas elevadas y generalmente cualquier tipo de carga inductiva produce déficit de factor de potencia, por lo cual esta clase de equipos eléctricos al consumir la corriente tiene un desfase con respecto al voltaje [16]. En la figura 2 se observa un diagrama senoidal de carga inductiva que son las cargas que bajan al factor de potencia.



*Figura 1 Diagrama senoidal de carga inductiva*  
 Fuente: [17]

En el siguiente listado se muestra algunas de las causas por las que se genera un bajo factor de potencia:

#### 2.2.7.1 Motores de inducción

Uno de los mayores causantes del factor de potencia bajo son los motores de inducción de pequeña o grande capacidad ya que estos requieren de una energía reactiva para crear campos magnéticos en su funcionamiento, por el motivo de estar compuestos de bobinas o inductores y con esto generar el desplazamiento o torque del rotor del motor [18]



### ***2.2.7.2 Sobredimensionamiento en los motores***

Los principales motivos de cuando un motor esta sobredimensionado es el reemplazo de un motor por otra que sea de mayor capacidad y este problema pasa a ser de transitorio de necesitar un motor a largo plazo ya que esto causa un déficit de factor de potencia [19].

### ***2.2.7.3 Operación de transformadores en vacío***

Cuando el transformador funciona a una carga nominal la potencia reactiva puede ser hasta cuatro veces la potencia reactiva en vacío debido a la reactancia de fuga, los transformadores actuales se han ido mejorando las propiedad del hierro para reducir este tipo de fuga a comparación con los transformadores anteriores.[20]

### ***2.2.7.4 Transformadores sobredimensionados***

Este tipo de causa se da cuando los transformadores que tienen una gran capacidad suministran energía a pequeñas cargas que fueron proyectadas a futuro, pero no suplen la capacidad destinada por lo cual el transformador inyecta energía reactiva no consumida al suministro eléctrico [21].

### ***2.2.8 Consecuencias de un bajo factor de potencia***

Cuando se tiene un déficit en el factor de potencia, la potencia aparente aumenta generando un mayor consumo en la corriente, para proporcionar la misma potencia activa que ocasiona pérdidas y efectos negativos en ambas partes tanto en los distribuidores como en los consumidores.

De las principales consecuencias de un déficit de factor de potencia son el calentamiento de los conductores por efecto joule, caídas de voltaje, daño prematuro de los equipos instalados,



así que en un sistema eléctrico mientras se tenga una mayor carga inductiva, provocara un bajo factor de potencia y esto se verá denotado en la calidad de energía resultante y, se tiene las siguientes consecuencias a medida que el déficit de factor de potencia sea mayor

#### ***2.2.8.1 Calentamiento de conductores y pérdidas en transformadores***

En una instalación eléctrica mientras mayor sea el consumo de potencia activa o reactiva esta será proporcionalmente directa a la corriente suministrada y esto quiere decir que el consumo estará siendo de manera excesiva y de la misma forma existirán pérdidas por el efecto joule causando un deterioro en los conductores de la instalación eléctrica, este efecto producido por el exceso de corriente debido al alto consumo de potencia muy peligrosa para el aislamiento de los conductores y el galvanizado de las bobinas internas en los motores y transformadores, y esto puede generar cortocircuitos.

#### ***2.2.8.2 Caídas de voltaje en líneas de distribución y sobrecargas en transformadores y generadores***

Cuando en la instalación eléctrica existen carga inductivas considerables en el suministro eléctrico, existe el riesgo de tener caídas de voltaje en el sistema, al tener equipos que consumen demasiada energía reactiva aumenta la potencia aparente y esto causa que exista sobrecargas en las líneas de distribución, transformadores y generadores, esto ocasiona dificultades de calidad de energía en el proveedor eléctrico, para la solución de este tipo de sobrecargas las empresas distribuidoras mediante una regulación del sector sancionan a la mala calidad de energía por parte del consumidor y para mejorarlo se instalan generalmente bancos de capacitadores en las barras de las



líneas y de igual forma los transformadores se compensan de ambos lados en el de bajo voltaje y en el de alta.

#### ***2.2.8.3 Mayor inversión en redes***

Los transformadores y conductores al estar haciendo un trabajo más exigido por el bajo factor de potencia y en otras ocasiones también puede estar sobrecargado, la empresa deberá invertir en nuevos recursos o en nuevos equipos para las redes de esta forma poder satisfacer la demanda.

#### ***2.2.8.4 Penalizaciones económicas***

Cuando se tiene un bajo factor de potencia provoca efectos negativos y estos hacen que los consumidores paguen una tarifa extra, pero esto solo se da del lado industrial, en la parte residencial debido a la regulación no se cobra por un bajo factor de potencia así que las pérdidas económicas son solo para la empresa distribuidora.

#### ***2.2.8.5 La importancia de la carga instalada en el consumo eléctrico: proceso de aprobación y solicitud de capacidad.***

La carga instalada es un parámetro puramente técnico que corresponde a la capacidad de un determinado usuario para consumir electricidad. Esta situación deberá ser aprobada por la empresa y los usuarios que deseen utilizarla deberán presentar previamente una solicitud de capacidad.

Según Zambrano [17] manifiesta que ‘es la suma de todas las potencias nominales continuas de los aparatos de consumo conectados a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en kVA, MVA, kW o MW’.



### ***2.2.8.6 Capacidad nominal y variaciones en la potencia real***

Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos que son los transformadores y los generadores que estos están instalados en las líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios o también se la conoce como capacidad nominal [17]. La potencia real puede diferir de la potencia nominal por varias razones, según el equipo y el entorno.

### ***2.2.8.7 Tipos de carga en sistemas de distribución de energía***

Se refiere a las diferentes cargas conectadas al sistema de distribución de energía que tienen un comportamiento diferente que se muestra en el rango de carga en contraste. rango de carga. voltaje y comportamiento en el equilibrio, la carga generalmente se distribuye en ciertos tipos o clases.[17]

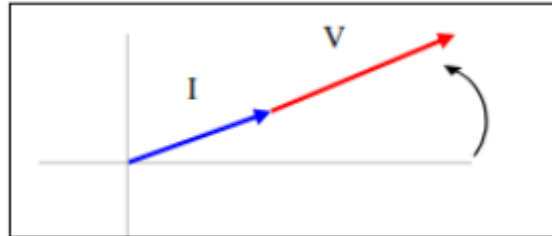
Cargas de corriente constante, como cargas de corriente utilizadas en procesos industriales, como galvanoplastias, que requieren corriente constante; estas cargas de corriente constante son cargas de corriente electrónica como balastos para artefactos de alumbrado público, cargas resistivas constantes como lámparas incandescentes, calentador de agua eléctrico, además tienen la mitad del porcentaje de carga de potencia constante y la otra mitad de este porcentaje es resistencia constante.[17]

### ***2.2.8.8 Identificación de Cargas con Resistencia Eléctrica***

Según [17] dice que las cargas que son referidas como si estas tuvieran una resistencia eléctrica y está destinada con la letra R y expresada en  $\Omega$  (Ohm). Estas cargas resistivas pueden encontrarse en ciertos equipamientos o dispositivos eléctricos como son las lámparas incandescentes, planchas y estufas eléctricas, en donde la energía que



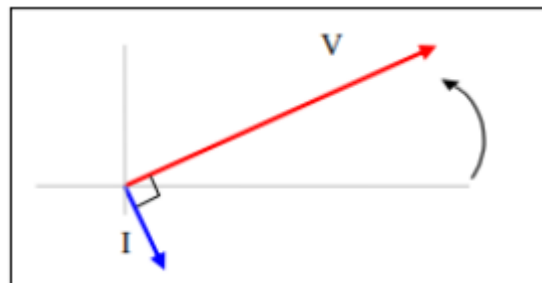
estas necesitan para su funcionamiento es necesario la transformación en energía lumínica o energía calórica, en este caso el factor de potencia toma el valor de 1.



*Figura 2 Diagrama fasorial de un circuito resistivo*  
 Fuente:[17]

#### **2.2.8.9 Cargas con Resistencia en Entornos con Bobinas**

Estas cargas se encuentran en cualquier entorno que involucre el uso de bobinas, como es el caso de equipos electromecánicos, entre los que se incluyen motores, balastos, transformadores, entre otros. Estos dispositivos, además de consumir potencia activa, requieren potencia reactiva para su correcto funcionamiento, lo que implica que operan con un factor de potencia menor a 1. Por estas razones, se clasifican como cargas inductivas y son principalmente responsables de un bajo factor de potencia. En un circuito puramente inductivo, la corriente en dicho circuito no estará sincronizada con el voltaje, ya que estará retrasada 90 grados con respecto a este último [17].

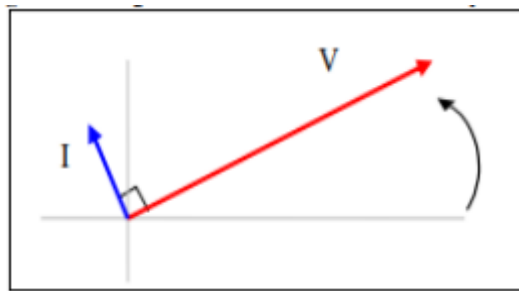


*Figura 3 Diagrama fasorial de un circuito inductivo*  
 Fuente:[17]



### ***2.2.8.10 Cargas Capacitivas en Sistemas Eléctricos***

Las cargas que son capacitivas son aquellas que se ven en los capacitores y están se caracterizan porque su corriente esta de manera adelantada respecto del voltaje con un adelantamiento de 90 grados. En un circuito que sea totalmente capacitivo, no hay un consumo de energía aun que si hay corriente circulando. Cargas capacitivas son las que generan potencia reactiva.[17].



*Figura 4 Diagrama fasorial de un circuito capacitivo*  
 Fuente: [17]

### ***2.2.8.11 Características de las cargas***

Las cargas tienen características dependiendo de diversos parámetros que se dan a continuación:

### ***2.2.8.12 Concepto y Significado de la Demanda Eléctrica***

La demanda eléctrica es la cantidad de electricidad que los usuarios necesitan para poder suministrar de manera eficaz sus necesidades. Según Avalos [21] Esta es la potencia eléctrica instantánea que un usuario requiere y es igual a la voltaje de abastecimiento entre los terminales que están con fase-neutro de la instalación eléctrica del usuario y que es multiplicada por la corriente de consumo.



### ***2.2.8.13 Área bajo la Curva de Potencia en el Tiempo***

Según Avalos [21] se refiere al área que se encuentra bajo la curva de la función de la potencia en el tiempo, debido a las características de las mediciones de la función potencia en el tiempo se representa de manera discreta. Por lo tanto, el consumo de la energía se puede dar como la sumatoria de las potencias demandadas en un intervalo y donde están son multiplicadas por el mismo intervalo y su unidad son el kWh.

### ***2.2.8.14 Comportamiento de la Demanda en el Tiempo***

Según Avalos [21] se puede decir que la demanda es variable en el intervalo del tiempo lo que esto da como la existencia de un valor máximo y una tendencia de carácter incierto debido a las actividades humanas que requieran la energía eléctrica y estas también dependen de variables económicas y hasta climáticas.

### ***2.2.8.15 Expansión Exponencial en el Desarrollo Energético y Económico***

El desarrollo energético y económico ha experimentado un aumento exponencial, evidenciado en la rápida expansión industrial. Como resultado, se necesita un suministro de energía confiable y de alta calidad, que es crucial para el crecimiento industrial y residencial. Cualquier interrupción del servicio o baja calidad de la energía puede resultar en problemas técnicos y de producción, generando pérdidas económicas para la empresa de distribución. Por lo tanto, la aplicación efectiva de las redes de distribución es esencial [22].

### ***2.2.8.16 Importancia del equilibrio de cargas***

La demanda de potencia en la red de bajo voltaje se calcula como la suma aritmética de la demanda del usuario y las pérdidas de corriente en la red. Para mantener una alta calidad de energía en los sistemas eléctricos, ciertos factores o parámetros requieren especial atención.



Un ejemplo notable es el desequilibrio de carga, que puede causar problemas técnicos y económicos para la empresa de distribución y dañar las cargas de los usuarios. Este desequilibrio puede degradar el rendimiento y acortar la vida útil de los equipos [23].

#### ***2.2.8.17 Grado de desequilibrio (Gd %)***

El desequilibrio en las redes eléctricas. Es la asimetría en las tensiones y Corrientes de las diferentes fases de un sistema. Pérdidas

El grado de desequilibrio. Se calcula mediante el uso de componentes simétricas. Este método permite descomponer las magnitudes trifásicas en componentes equilibradas y desequilibradas en términos de corriente la fórmula es:

Este índice proporciona una medida porcentual del desequilibrio, lo que facilita la evaluación del estado del sistema eléctrico donde el porcentaje de resultado puede ser 0 que da un total equilibrio en la red y de 200 por ciento para una red totalmente desequilibrada.

#### ***2.2.8.18 Causas del desequilibrio de cargas***

Un desequilibrio eléctrico representa un problema que puede ser causado por diversas razones, entre las que se incluyen problemas de transformación, voltaje monofásico bajo o interrupción en la resistencia de aislamiento de las bobinas de los motores. Es importante identificar y abordar estos problemas para mantener la eficiencia y la seguridad de los sistemas eléctricos.



### ***2.2.8.19 Consecuencias del desequilibrio de cargas***

Un desequilibrio en un sistema trifásico puede resultar en un rendimiento subóptimo o en fallos prematuros de motores y otras cargas trifásicas debido a varias razones que se detallan a continuación:

- Esfuerzo mecánico del motor más bajo de lo normal debido al torque.
- Corriente superior a la normal en motor y rectificador trifásico.
- En un sistema en estrella trifásico, la corriente desequilibrada se transportará a través del cable neutro.

### ***2.2.8.20 Factor de carga***

El factor de carga en la electricidad es una medida que indica la eficiencia del uso de la energía eléctrica en un sistema esta se define como la relación que hay entre la carga promedio utilizada y la carga máxima que puede ser suministrada durante un período de tiempo específico. Un factor de carga bajo quiere decir que no está utilizando la capacidad total del sistema y que tiene pérdidas en esto mientras que un factor alto indica un uso más constante y eficiente de la energía.

### ***2.2.8.21 Demanda máxima Diversificada***

La demanda máxima diversificada representa el valor máximo de potencia eléctrica que los usuarios o cargas eléctricas demanda simultáneamente en un intervalo de tiempo específico, Esto considerando que no todos los dispositivos o equipos operan en su máxima capacidad durante todo el tiempo debido a los diferentes patrones de uso y comportamiento de los



usuarios, una determinación correcta de la demanda máxima de diversificada es fundamental para el dimensionamiento adecuado en los sistemas de distribución eléctrica que incluyen los transformadores, conductores y protecciones.

### ***2.2.9 Tarifas de bajo Voltaje***

En Ecuador, la tarifa promedio para el consumo residencial de energía es de 10 centavos, USD 0,10/kWh, este valor refleja un equilibrio entre el costo real de un suministro eléctrico y las políticas de subsidio destinadas a garantizar el acceso al servicio. Esa tarifa aplica de manera general a la mayoría de los consumidores residenciales de bajo voltaje, mientras que aquellos con consumos más bajos califican a la tarifa de la dignidad, que pueden beneficiarse de un costo reducido a tan sólo cuatro centavos el kilovatio hora.[1]



## **CAPÍTULO III**

### **MATERIALES Y MÉTODOS**

#### **3.1 Materiales**

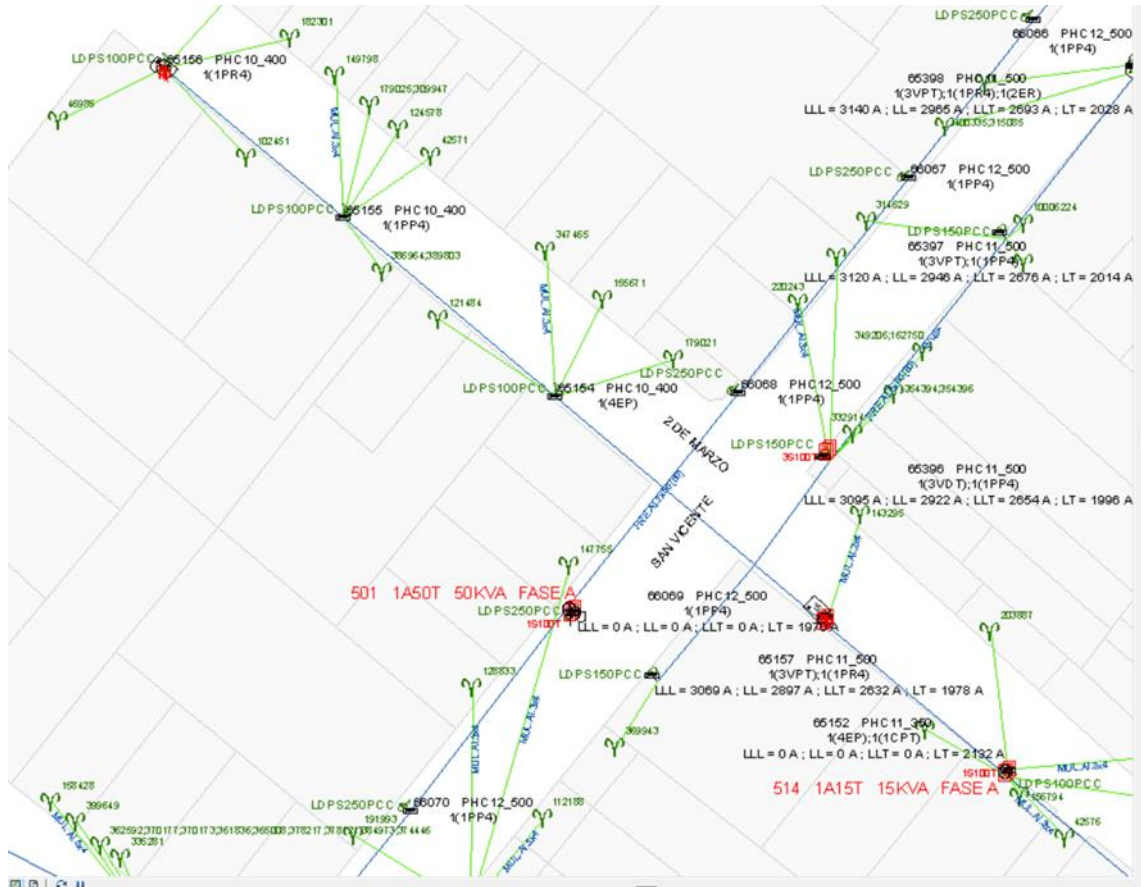
En este apartado se detallan los materiales utilizados en el trabajo de titulación, los cuales fueron fundamentales para la recopilación de datos y la ejecución de simulaciones necesarias en el análisis del impacto del factor de potencia y el desequilibrio de cargas en las pérdidas eléctricas. Entre estos materiales se incluyen herramientas de software especializadas, como ArcGIS para la gestión de datos geográficos y CYME para la simulación de flujos de carga. Asimismo, se utilizaron analizadores de red trifásicos, que permitieron medir con precisión parámetros eléctricos críticos, tales como tensiones, corrientes, potencia activa, reactiva y el grado de desequilibrio de cargas en los transformadores de la red de distribución. Estos materiales proporcionaron los datos esenciales para evaluar las pérdidas técnicas y económicas, así como para validar los resultados de las simulaciones mediante comparaciones con mediciones de campo.

##### **3.1.1 ArcGIS**

ArcGIS es un software especializado en sistemas de información geográfica (SIG) que permite gestionar, analizar y visualizar datos espaciales. En el contexto de este trabajo de titulación, ArcGIS fue utilizado para mapear la infraestructura eléctrica, incluyendo transformadores, líneas de distribución y puntos de consumo. Esta herramienta facilitó la representación gráfica de la red eléctrica, permitiendo una comprensión más profunda de la distribución de cargas y los patrones operativos de la red. Además, ArcGIS integró datos



geográficos con las mediciones eléctricas, proporcionando una base sólida para la modelación y simulación en el software CYME. Esta integración mejoró la precisión del análisis, ayudando a identificar puntos críticos de pérdidas y desequilibrios



*Imagen 1 Base de datos en ArcGIS*

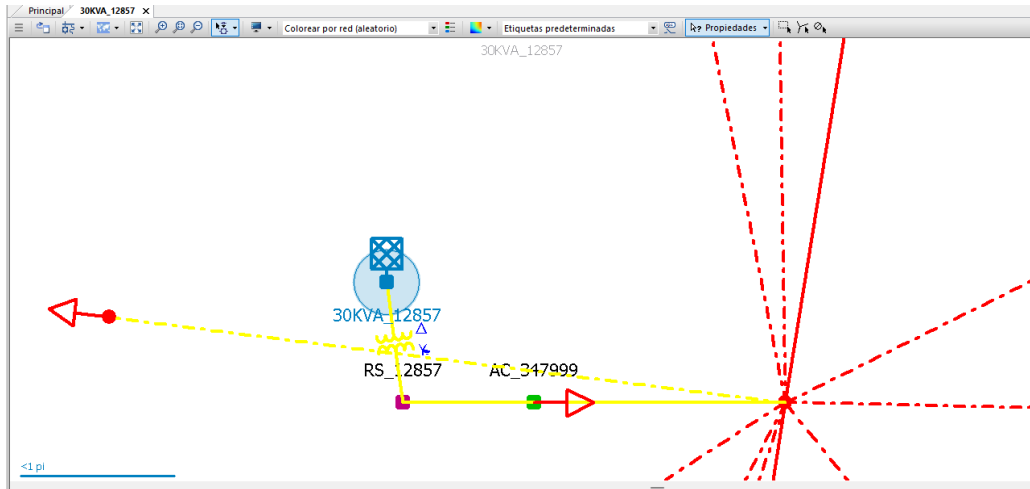
La integración de ArcGIS permitió visualizar la infraestructura eléctrica en un contexto geográfico, facilitando la identificación de patrones de carga y distribución de los transformadores. A través de esta herramienta, se superpusieron capas de



información que incluyeron datos de conectividad y características topográficas, lo que proporcionó un entendimiento más profundo del comportamiento de la red.

### ***3.1.2 Cyme***

CYME es un software avanzado para el análisis, modelado y simulación de redes eléctricas de distribución y transmisión. Este programa permite evaluar el comportamiento eléctrico de un sistema bajo diversas condiciones operativas, como variaciones en la demanda, el factor de potencia y el desequilibrio de cargas. En este trabajo de titulación, CYME fue utilizado para realizar simulaciones de flujos de carga, calculando pérdidas técnicas de potencia activa y reactiva. Los datos obtenidos a partir de mediciones en campo, así como la información geográfica proporcionada por ArcGIS, fueron integrados en CYME para crear un modelo detallado de la red eléctrica. Esto permitió identificar puntos críticos de ineficiencia, como sobrecargas y caídas de voltaje, ayudando a proponer estrategias de mejora en la operación del sistema eléctrico.



*Imagen 2 diseño de la red en Cyme*

Una vez completado el diseño de la red, se configuraron los parámetros necesarios para realizar la simulación de los flujos de carga. Esto incluyó la definición de las características eléctricas de los conductores, las cargas en cada acometida y luminaria más el tipo de conexión de los transformadores a la red.

Al integrar esta información, se establecieron las condiciones operativas bajo las cuales se llevarían a cabo las simulaciones.

Posteriormente, se ejecutaron las simulaciones de flujo de carga en CYME, lo que permitió evaluar el comportamiento de la red bajo diversas condiciones de operación. Los resultados obtenidos proporcionaron información crítica sobre las tensiones, corrientes y pérdidas energéticas en la red de bajo voltaje.



### **3.1.3 Excel**

Microsoft Excel es una herramienta de hojas de cálculo ampliamente utilizada para la organización, análisis y presentación de datos. En este trabajo de titulación, Excel fue empleado para el procesamiento y análisis de datos recolectados en campo, así como para generar tablas y gráficos comparativos de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas con el software CYME.

Además, su capacidad para manejar grandes volúmenes de datos facilitó la realización de cálculos estadísticos, análisis de tendencias y la presentación de resultados de manera ordenada y visualmente clara, apoyando la interpretación de los hallazgos de la investigación.

El reporte sumario es un resultado clave generado por CYME al finalizar una simulación de flujos de carga. Este informe proporciona un resumen detallado de los parámetros eléctricos críticos en la red simulada, incluyendo las pérdidas de potencia activa y reactiva, tensiones, corrientes, desequilibrio de cargas y caídas de voltaje en los diferentes elementos de la red, como transformadores y líneas de distribución. Estos resultados son esenciales para evaluar el rendimiento del sistema eléctrico y cuantificar las pérdidas técnicas bajo diversas condiciones operativas

Para facilitar el análisis y la presentación de estos resultados, CYME permite exportar los datos generados en el reporte sumario a formatos compatibles con Excel.



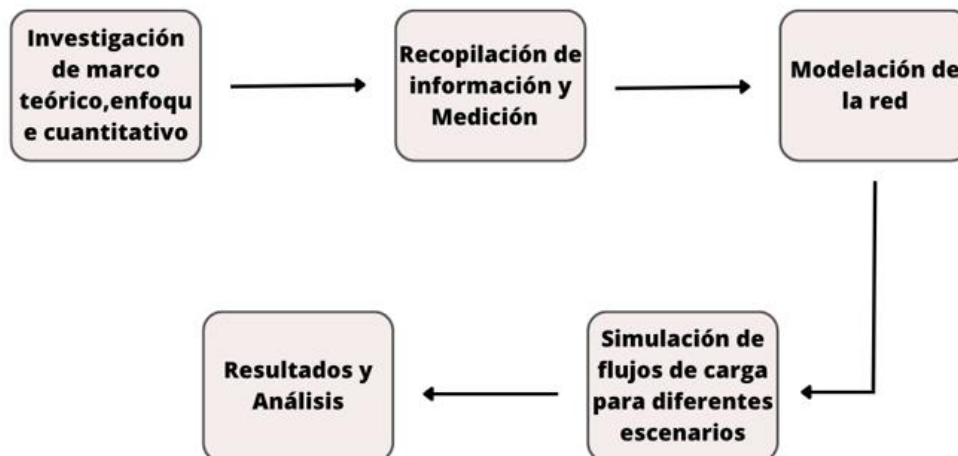
### 3.2 Enfoque y tipo de investigación

La investigación se llevará a cabo bajo un enfoque cuantitativo, ya que se busca medir y analizar de manera objetiva y numérica el impacto del bajo factor de potencia y el desequilibrio de cargas en diferentes transformadores de bajo voltaje. Este enfoque permitirá obtener datos concretos y estadísticas para evaluar la eficiencia del suministro eléctrico.

### 3.3 Tipo de Investigación:

En el presente estudio, se utilizaron datos recolectados a través de analizadores de energía, los cuales permitieron evaluar las pérdidas asociadas al factor de potencia y al desequilibrio de carga en la empresa eléctrica. Estos dispositivos proporcionaron información precisa sobre el consumo eléctrico y la calidad de la energía, facilitando un análisis detallado de las condiciones operativas del sistema.

### 3.4 Diseño de la Investigación:





*Figura 5 Flujo de procedimientos*

### ***3.4.1 Investigación de marco Teórico***

Para la investigación del marco teórico se utilizó el método de revisión documental, mediante el cual se recopilaron y analizaron fuentes bibliográficas relevantes al tema de estudio. Esta etapa implicó la consulta de libros, artículos científicos, normas técnicas y publicaciones especializadas en el ámbito de las pérdidas eléctricas en redes trifásicas y monofásicas de bajo voltaje, el análisis de la mejora del factor de potencia y el equilibrio de cargas. La información recopilada se seleccionó de acuerdo con su relevancia, actualidad y rigor científico, sirviendo como fundamento teórico para el desarrollo de la investigación.

### ***3.4.2 Recopilación de información y Medición***

La recopilación de información se llevó a cabo mediante investigación de campo obteniendo datos proporcionados por la empresa eléctrica sobre las mediciones realizadas en diversos transformadores de distribución. Estos datos incluyeron parámetros como el consumo de energía, pérdidas de potencia activa y reactiva y características operativas de las redes trifásicas en distintos puntos del sistema eléctrico. Las mediciones permitieron analizar las condiciones reales de operación facilitando la identificación de desequilibrios en las cargas y la evaluación del factor de potencia en cada uno de los transformadores monitoreados. Esta información fue clave para el desarrollo de las simulaciones y el análisis de las pérdidas.



El tipo de investigación que se describe en el párrafo corresponde a una investigación experimental. La medición de parámetros eléctricos fue realizada utilizando un analizador de redes trifásico, equipo especializado que permite capturar información detallada sobre el comportamiento de las variables eléctricas en los transformadores seleccionados. Esta herramienta funciona para la obtención de datos sobre el voltaje, corriente, factor de potencia, energía consumida y pérdidas de potencia, tanto activa como reactiva.



*Imagen 3 Analizador de red*

El uso de este equipo se justificó por la necesidad de obtener información en tiempo real y con un nivel de precisión adecuado para los fines de la investigación, permitiendo evaluar el desempeño del sistema eléctrico bajo diferentes condiciones de carga. Estas mediciones sirvieron como base para las simulaciones y los cálculos de



pérdidas, proporcionando una visión detallada del estado actual de los transformadores y su impacto en la eficiencia energética de la red.



*Imagen 4 Analizador de red en función*

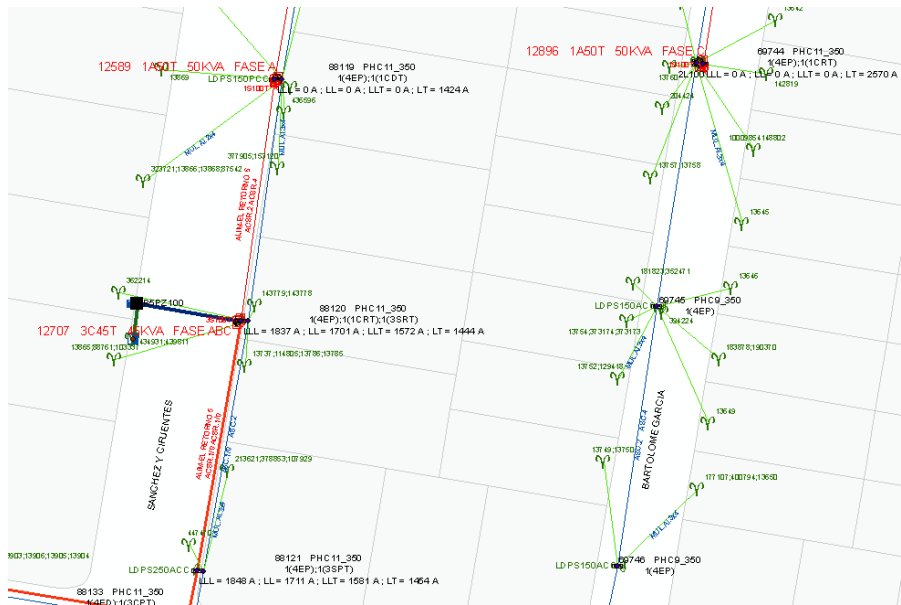
En la ilustración anterior indica el equipo analizador de red Fluke 1748. El cual está instalado en la parte de abajo del transformador dentro de su caja dieléctrica e ignífuga que lo protege de precipitaciones y demás causas ambientales.

### ***3.4.3 Modelación de la red***

Aquí se usa el método de investigación aplicada y cuantitativa, en este apartado se utiliza las herramientas CYME y ArcGIS para resolver un problema práctico y específico: la modelación de redes eléctricas de bajo voltaje. El objetivo es generar soluciones y mejoras en la eficiencia del sistema eléctrico basadas en datos reales.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



La modelación de las redes de bajo voltaje se realizó utilizando el software CYME,

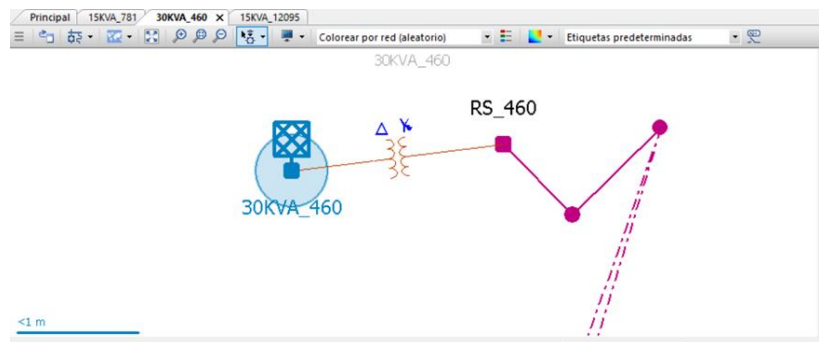
*Imagen 5 Base de datos de ArcGis*

aprovechando la información obtenida de las bases de datos de la empresa eléctrica, las mediciones de campo y los datos geográficos obtenidos de ArcGIS. La integración de estas fuentes permitió una representación precisa del sistema eléctrico bajo estudio. ArcGIS fue clave para mapear la ubicación de los transformadores, las líneas de distribución y los puntos de consumo, lo que facilitó la creación de un modelo topológico fiel a la realidad.

Una vez que se dispuso de los datos geográficos y las mediciones eléctricas, estos se incorporaron a CYME, donde se configuraron los parámetros de cada elemento del sistema, incluyendo los transformadores, conductores y cargas conectadas. Las



características técnicas de los equipos, como la capacidad de los transformadores y las secciones de los conductores, se extrajeron directamente de la base de datos de la empresa, garantizando que el modelo reflejara fielmente las condiciones operativas reales.



*Imagen 6 modelación de la red en Cyme*

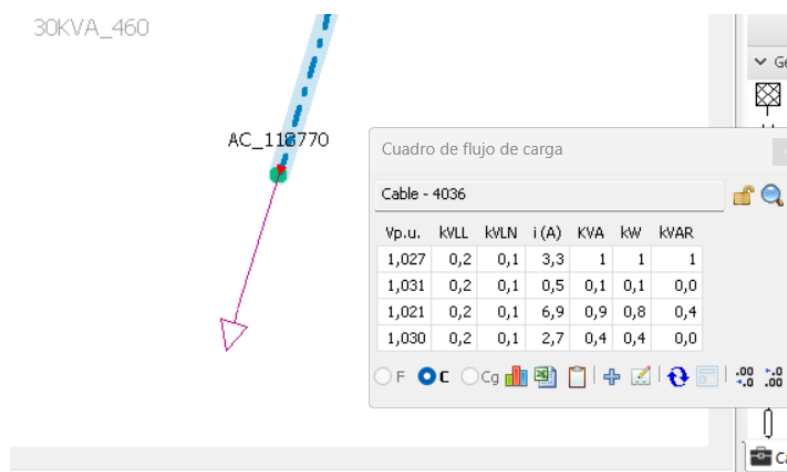
Gracias a la precisión de los datos recolectados y al nivel de detalle del software, fue posible simular el comportamiento eléctrico de la red en diferentes escenarios, como variaciones de carga y el impacto del factor de potencia. Esta modelación permitió identificar puntos críticos de pérdidas de energía y desequilibrios en las fases, aportando información valiosa para proponer mejoras en la eficiencia del sistema eléctrico y estrategias para mitigar las pérdidas energéticas.

#### ***3.4.4 Simulación de flujos de carga para diferentes escenarios***

En este caso, el método de investigación utilizado es experimental, La simulación de flujos de carga se llevó a cabo en el software CYME, empleando los datos recolectados de las



mediciones y la configuración de la red previamente modelada. En el proceso, se introdujeron las condiciones de demanda máxima con un factor de carga igual a 1, lo que significa que se asumió que la carga está funcionando a plena capacidad. Este escenario permite evaluar el comportamiento más crítico de la red y calcular las pérdidas asociadas.



*Imagen 7 Flujo de carga*

A partir de estos resultados, se calculan las pérdidas en potencia en cada elemento de la red, lo que incluye tanto las pérdidas resistivas en las líneas como las asociadas a los transformadores.

Una vez obtenidos los valores de pérdidas de potencia, se procede a la estimación de las pérdidas económicas. Esto se realiza aplicando el costo unitario de la energía, proporcionado por la empresa eléctrica que se encuentra en el pliego tarifario nacional. De esta manera se puede calcular el impacto económico directo que generan las ineficiencias en el sistema durante los periodos de demanda máxima, esta

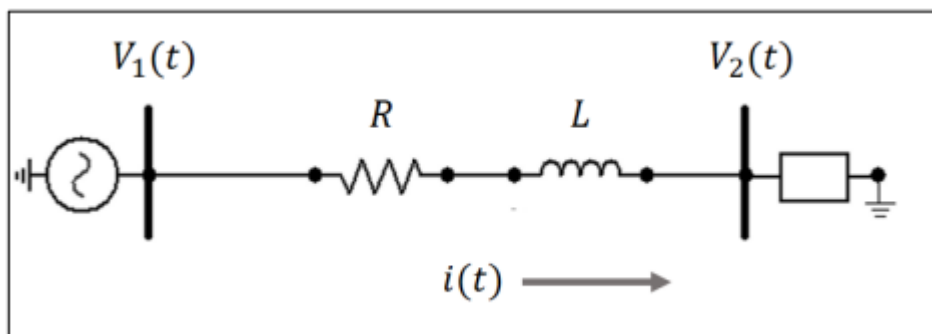


información es esencial para identificar los puntos críticos de la red y proponer mejoras que optimicen su operación, minimizando tanto las pérdidas técnicas como los costos asociados.

#### *3.4.4.1 Métodos de cálculo de Cyme*

En este estudio, se emplearon distintos métodos de cálculo implementados en CYME para el análisis del impacto del factor de potencia y el desequilibrio de cargas en las pérdidas eléctricas de la red de distribución. Entre estos métodos, destacan el Newton-Raphson completo, el método Gauss-Seidel y el Newton-Raphson desacoplado rápido, cada uno con características específicas de convergencia y precisión en la resolución de los sistemas de ecuaciones no lineales asociados al flujo de carga.

#### *3.4.4.2 Newton-Raphson completo*



*Figura 6 Newton-Raphson completo [21]*

Newton-Raphson es un método que es conocido por sus características de convergencia.[26]



Al tener una convergencia cuadrática, matemáticamente hablando es superior al método de Gauss-Seidel, por lo tanto, es más eficiente.[26]

La cantidad de iteraciones suficientes para que el método llegue a una solución es independiente al tamaño del sistema de estudio.[26]

#### ***3.4.4.3 Método Gauss-Seidel***

El método de Gauss-Seidel es un método numérico iterativo simple para calcular la corriente de carga. Este método encuentra una solución a un conjunto de ecuaciones resolviendo repetidamente el conjunto de ecuaciones hasta que la solución esté dentro de un margen de error aceptable.[26]

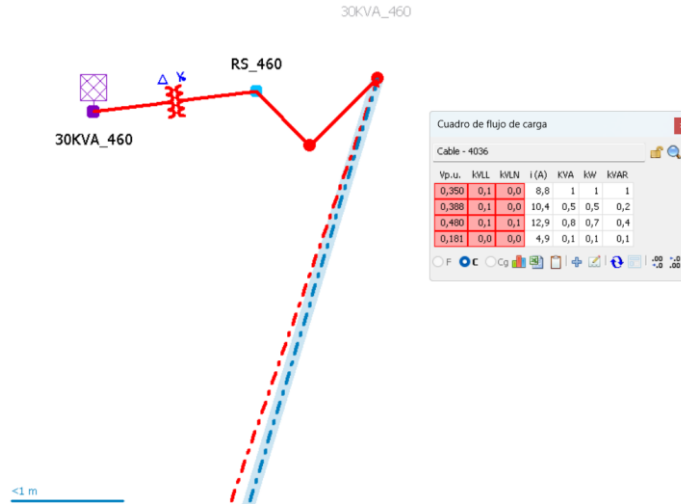
Este método se puede utilizar en grandes sistemas de potencia para obtener una primera solución aproximada, utilizándolo como solución inicial para el método Newton-Raphson .[26]

#### ***3.4.4.4 Método Newton-Raphson Desacoplado Rápido***

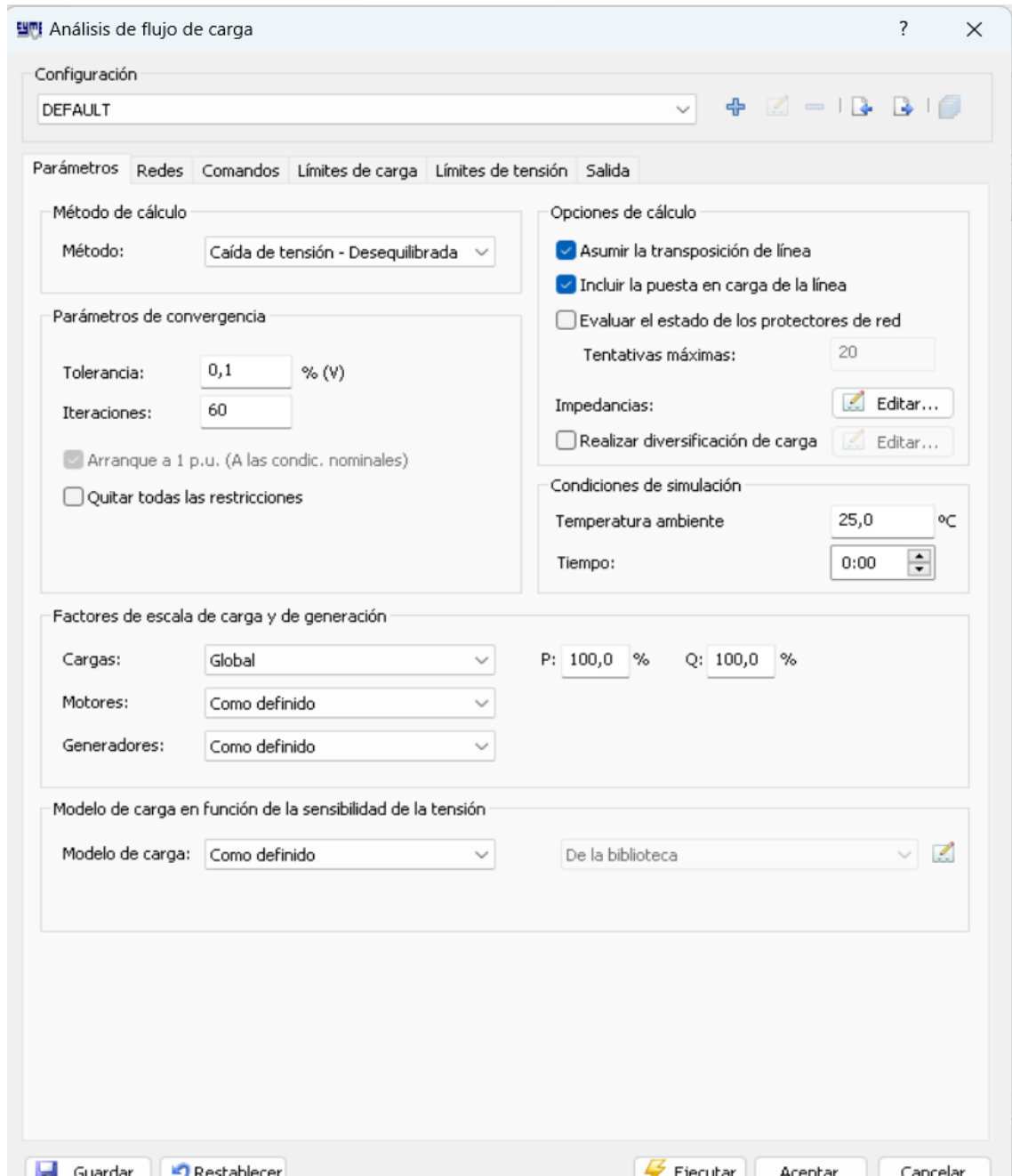
Método de desacoplamiento rápido de Newton-Raphson, derivado del método de desacoplamiento; y gracias a algunas modificaciones, el jacobiano se convierte en una matriz de términos que permanece constante durante todo el proceso.[26]



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



*Imagen 8 flujos de carga*



*Imagen 9 configuración del flujo de carga*



#### 3.4.4.5 Descripción de variables

- Factor de potencia
- Unidad de Medida: Adimensional
- Técnica e Instrumentos: Medición con medidores de potencia
- Frecuencia de Observación: Periódica (mensual)
- Fórmula: No aplica
- Matriz para Registro de Datos Primarios: Registro mensual del factor de potencia para cada abonado
- Otros Aspectos Relevantes: Considerar variaciones estacionales
- Desequilibrio de Cargas
- Unidad de Medida: Porcentaje (%)

$$GD = \frac{I_{max} - I_{min}}{I_{avg}} \times 100$$

- Técnica e Instrumentos: Análisis con equipos de monitoreo
- Frecuencia de Observación: Continua (24/7)
- Fórmula: No aplica
- Matriz para Registro de Datos Primarios: Monitoreo constante del desequilibrio de cargas en la subestación
- Otros Aspectos Relevantes: Identificar momentos críticos



### Pérdidas Económicas

- Unidad de Medida: Moneda (USD)
- Técnica e Instrumentos: Cálculo basado en tarifas y pérdidas
- Frecuencia de Observación: Periódica (anual)
- Fórmula: Tarifas  $\times$  Pérdidas
- Matriz para Registro de Datos Primarios: Cálculo anual de pérdidas económicas asociadas a bajos factores de potencia
- Otros Aspectos Relevantes: Incluir costos de daño a equipos

#### *3.4.4.6 Simulación de flujos de carga para diferentes escenarios*

Se utiliza un método de investigación experimental y comparativo. Los diferentes escenarios de simulación se diseñaron variando el factor de potencia y el nivel de desequilibrio en las cargas conectadas a la red, con el objetivo de analizar cómo estas variables afectan las pérdidas de potencia y su impacto económico. Para ello, se realizaron simulaciones en el software CYME, ajustando el factor de potencia en valores que van desde niveles bajos, cercanos a 0.62, hasta valores óptimos de 0.95 o superiores. De manera similar, se modelaron diferentes grados de desequilibrio en las cargas trifásicas, desde un estado idealmente balanceado hasta condiciones de mayor asimetría entre las fases.

Cada simulación permitió observar el efecto directo del factor de potencia sobre las pérdidas en la red.



Los resultados de estos escenarios permitieron realizar comparaciones detalladas entre las diferentes condiciones, proporcionando información clave para identificar oportunidades de mejora en el sistema y justificar la corrección del factor de potencia y el equilibrio de las cargas.

#### **3.4.4.7 Escenarios**

Se compararán todos los escenarios propuestos para evaluar cómo varían las pérdidas energéticas bajo diferentes condiciones operativas.

- Escenario 1 ( $fp= 1$ , Desequilibrio de la red)
- Escenario 2 ( $fp=0,62$ , Desequilibrio de la red)
- Escenario 3 (Equilibrio de cargas y factor de potencia de la red)
- Escenario 4 (Equilibrio de cargas y  $fp= 1$ )
- Escenario 5 (equilibrio de cargas y  $fp= 0,62$ )



## **CAPÍTULO 4**

### **Análisis y resultados**

En este capítulo, se presenta el análisis y los resultados obtenidos a partir de la investigación sobre las pérdidas por factor de potencia y el desequilibrio de carga en redes de bajo voltaje, utilizando el software CYME para la simulación de flujos de carga. Se abordarán los diferentes escenarios simulados, destacando las condiciones operativas que influyeron en las pérdidas energéticas dentro del sistema. A través de un enfoque cuantitativo, se analizarán los datos recolectados y se compararán los resultados de las simulaciones, permitiendo identificar patrones y tendencias relevantes en el comportamiento de la red eléctrica.

#### ***4.1 Análisis y resultados***

El procesamiento de la información en este estudio se basa en la recopilación, organización y análisis de datos obtenidos de la red eléctrica de bajo voltaje mediante mediciones en campo y simulaciones en el software CYME. El propósito es evaluar el impacto del factor de potencia y el desequilibrio de cargas en las pérdidas de energía y su repercusión económica.

##### ***4.1.1 Organización de los Datos***

Los datos recopilados de los analizadores de red y del sistema de información geográfica ArcGIS se almacenaron en bases de datos estructuradas. Esta organización permitió la clasificación de las variables principales, tales como:



Factor de potencia (adimensional)

Desequilibrio de carga (porcentaje de diferencia entre fases)

Pérdidas técnicas (kW y MWh/año)

Pérdidas económicas (USD/año)

#### ***4.1.2 Resultados***

La simulación se fundamentó en los valores de demanda máxima diversificada (DMD) registrados mediante los equipos de medición instalados en campo. El proceso de modelamiento se ejecutó en el software CYME, el cual incorpora la distribución de carga basándose en los datos de consumo de los usuarios, previamente extraídos del sistema de información geográfica ArcGIS.

Posterior a la ejecución del flujo de potencia, el software generó reportes sumarios que se encuentran documentados en detalle en el Anexo 1 Datos de la red. La 0 presenta una síntesis de los parámetros eléctricos más relevantes obtenidos durante la simulación, incluyendo las condiciones operativas del sistema bajo las cargas especificadas.

#### ***4.1.3 Estado actual de la red (Caso Base)***

El factor de potencia (fp) registrado en los transformadores evaluados presenta una variación entre 0,79 y 1,00, siendo este último el valor ideal. El valor promedio del fp en la red



se ubica en 0,89, lo que indica un desempeño aceptable, aunque aún existen sectores con margen de mejora para alcanzar un uso más eficiente de la energía suministrada.

En cuanto al grado de desequilibrio de cargas (Gd%), se evidencia un promedio general de 110,88%, lo cual representa una condición técnica preocupante. Este valor está significativamente por encima de los límites deseables en sistemas trifásicos equilibrados, y sugiere que existen importantes desviaciones entre fases, generando pérdidas adicionales por calentamiento, caída de voltaje, y disminución en la vida útil de transformadores y equipos asociados.

Estos resultados demuestran la necesidad de implementar estrategias de compensación de potencia reactiva y balance de cargas que permitan mejorar el rendimiento energético del sistema, reducir pérdidas técnicas y optimizar la operación de la red de bajo voltaje.

En la Tabla 2 se muestran los resultados de las simulaciones de los flujos de potencia por cada red diseñada en Cyme con la información proporcionada por la base de datos de ArcGIS y los analizadores de red de cada transformador.

Donde se resaltan los valores del grado de desequilibrio (Gd %) de cada red, los factores de potencia y las pérdidas calculadas en los flujos de carga en potencia, energía y costo económico.



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Nro.	Fases	kVA	(Gd%)	fp	Pérdidas (kW)	Pérdidas (MW-h/año)	Pérdidas k\$/año
1	1F	5KVA_185	104,62	0,83	9,35	81,94	8,19
2	1F	10KVA_11467	107,11	0,98	25,30	221,58	22,16
3	1F	10kva_11998	179,67	0,90	22,57	197,68	19,77
4	1F	10KVA_12399	160,61	0,89	11,45	100,30	10,03
5	1F	10KVA_13318	152,36	0,95	9,12	79,91	7,99
...	...	...	...	...	...	...	...
61	3F	30KVA_7428	99,06	0,88	9,97	87,36	8,74
62	3F	45KVA_7248	158,80	0,79	3,08	26,95	2,69
63	3F	50KVA_202	89,68	0,83	6,59	57,77	5,78
64	3F	50KVA_70	65,79	0,88	54,44	476,86	47,69
65	3F	75KVA_296	137,68	0,95	7,19	63,01	6,30
66	3F	75KVA_465	165,20	0,94	6,40	56,11	5,61
67	3F	75KVA_7504	182,93	0,80	14,10	123,47	12,35
68	3F	75KVA_7666	75,80	0,96	7,16	62,75	6,27
Total					1158,99	10131,95	1013,20

**Tabla 1** Tabla de resultados de pérdidas

En el Anexo 1 Datos de la red se detalla los datos completos de los resultados de pérdidas de las redes.

**4.2 Resultados por escenario**

La comparación de escenarios en el contexto del impacto de pérdidas por factor de potencia y desequilibrio de cargas es una metodología crucial para entender y optimizar el rendimiento de los sistemas eléctricos. Esta técnica permite a los investigadores y profesionales



del área evaluar cómo diferentes configuraciones y condiciones operativas pueden influir en las pérdidas energéticas y la eficiencia general del sistema.

Al analizar diversos escenarios, se pueden identificar las variables críticas que afectan las pérdidas, como son el factor de potencia, la distribución de cargas y la configuración de los equipos. Este análisis no solo ayuda a cuantificar las pérdidas eléctricas asociadas, sino que también proporciona una base sólida para desarrollar estrategias de mitigación. Por ejemplo, al comparar escenarios con diferentes niveles de compensación reactiva o distintos tipos de cargas, se pueden determinar las mejores prácticas para mejorar la eficiencia energética y reducir costos operativos.

Además, esta metodología fomenta un enfoque proactivo en la gestión de sistemas eléctricos, permitiendo a los investigadores anticipar problemas potenciales relacionados con el desequilibrio de cargas y el factor de potencia. La evaluación comparativa de estos escenarios facilita la toma de decisiones informadas y fundamentadas, promoviendo la implementación de soluciones efectivas que optimicen el uso de recursos energéticos y minimicen las pérdidas. En resumen, la comparación de escenarios es una herramienta invaluable que contribuye significativamente a la investigación en el ámbito de la eficiencia energética y la sostenibilidad en sistemas eléctricos.

#### **4.2.1 Escenario 1 ( $fp= 1$ , Desequilibrio de la red)**

Nro.	Fases	kVA	(Gd %)	fp	Pérdidas (kW)	Pérdidas (MW-h/año)	Pérdidas k\$/año
1	1F	5KVA_185	52,31	1,00	8,68	75,87	7,59



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



2	1F	10KVA_11467	53,55	1,00	24,24	219,13	21,91
3	1F	10kva_11998	89,83	1,00	21,64	184,74	18,47
4	1F	10KVA_12399	80,31	1,00	8,33	92,22	9,22
5	1F	10KVA_13318	76,18	1,00	8,61	67,22	6,72
...	...	...	...	...	...	...	...
61	3F	30KVA_7428	49,53	1,00	9,82	73,22	7,32
62	3F	45KVA_7248	79,40	1,00	1,31	18,23	1,82
63	3F	50KVA_202	44,84	1,00	3,17	47,45	4,74
64	3F	50KVA_70	32,89	1,00	52,27	457,92	45,79
65	3F	75KVA_296	68,84	1,00	5,99	62,32	6,23
66	3F	75KVA_465	82,60	1,00	3,71	53,34	5,33
67	3F	75KVA_7504	91,47	1,00	12,04	108,69	10,87
68	3F	75KVA_7666	37,90	1,00	5,09	58,04	5,80
Total					1054,83	9562,32	956,23

*Tabla 2 Escenario 1 (fp= 1, Desequilibrio de la red)*

En la **Tabla 2** se muestra escenario 1 y en el Anexo 2 Escenario 1 se muestra los datos completos, se consideró un factor de potencia unitario y un equilibrio de cargas. Los resultados obtenidos reflejan las menores pérdidas de potencia activa y reactiva comparadas con el caso base, lo que conlleva una reducción significativa de las pérdidas económicas anuales. Se observó que las corrientes circulantes en los conductores se mantuvieron en niveles mínimos, minimizando los efectos del calentamiento por efecto Joule y reduciendo la caída de voltaje en la red. Este escenario establece un punto de referencia ideal para la comparación con condiciones operativas reales.



	A	B	C	Total	
Potencia real:	0,05	0,66	0,29	1,0	kW
Factor de potencia:	100	100	100	100,0	%
Consumo:	14,41	208,75	93,29	316,45	kWh

Formato:

*Imagen 10 Desequilibrio y Factor de potencia 1 en Cyme*

**4.2.2 Escenario 2 (fp=0,62, Desequilibrio de la red)**

Nro.	Fases	kVA	(Gd%)	fp	Pérdidas (kW)	Pérdidas (MW-h/año)	Pérdidas k\$/año
1	1F	5KVA_185	52,31	0,62	15,19	113,58	11,36
2	1F	10KVA_11467	53,55	0,62	25,30	222,36	22,24
3	1F	10kva_11998	89,83	0,62	27,12	226,24	22,62
4	1F	10KVA_12399	80,31	0,62	16,54	137,27	13,73
5	1F	10KVA_13318	76,18	0,62	11,71	109,96	11,00
...	...	...	...	...	...	...	...
61	3F	30KVA_7428	49,53	0,62	17,04	110,80	11,08
62	3F	45KVA_7248	79,40	0,62	5,69	61,44	6,14
63	3F	50KVA_202	44,84	0,62	9,18	80,85	8,09
64	3F	50KVA_70	32,89	0,62	75,77	663,77	66,38
65	3F	75KVA_296	68,84	0,62	11,95	100,51	10,05
66	3F	75KVA_465	82,60	0,62	10,15	100,67	10,07
67	3F	75KVA_7504	91,47	0,62	18,87	148,12	14,81
68	3F	75KVA_7666	37,90	0,62	12,28	102,28	10,23
Total					1466,61	12454,09	1245,41

*Tabla 3 Escenario 2 (fp=0,62, Desequilibrio de la red)*

En la **Tabla 3** se muestra los datos del escenario 2 y en el Anexo 3 Escenario 3 la tabla completa de este, al considerar un factor de potencia de 0.62 en un sistema desequilibrado, se evidenció un incremento considerable en las pérdidas de potencia, alcanzando valores significativamente superiores a los observados en el escenario de



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



referencia. La disminución del factor de potencia resultó en un aumento de la corriente demandada por el sistema, lo que se tradujo en mayores pérdidas por efecto Joule y un incremento en los costos operativos anuales. Este escenario resalta la importancia de implementar medidas de corrección del factor de potencia, como la instalación de bancos de capacitores, para optimizar la eficiencia energética de la red.

	A	B	C	Total	
Potencia real:	0,05	0,79	0,35	1,2	kW
Factor de potencia:	62,0	62,0	62,0	62,0	%
Consumo:	4,46	64,53	28,84	97,83	kWh

*Imagen 11 Desequilibrio y factor de potencia 0,62 en Cyme*

**4.2.3 Escenario 3 (Equilibrio de cargas y factor de potencia de la red)**

Nro.	Fases	kVA	(Gd%)	fp	Pérdidas (kW)	Pérdidas (MW-h/año)	Pérdidas k\$/año
1	1F	5KVA_185	1,00	0,83	7,85	63,65	6,36
2	1F	10KVA_11467	1,00	0,98	23,54	235,37	23,54
3	1F	10kva_11998	1,00	0,90	21,06	176,95	17,70
4	1F	10KVA_12399	1,00	0,89	10,94	78,89	7,89
5	1F	10KVA_13318	1,00	0,95	8,88	60,75	6,08
...	...	...	...	...	...	...	...
61	3F	30KVA_7428	1,00	0,88	9,64	66,72	6,67
62	3F	45KVA_7248	1,00	0,79	1,60	6,11	0,61
63	3F	50KVA_202	1,00	0,83	5,64	41,69	4,17
64	3F	50KVA_70	1,00	0,88	52,68	526,78	52,68
65	3F	75KVA_296	1,00	0,95	5,61	42,86	4,29
66	3F	75KVA_465	1,00	0,94	6,25	36,63	3,66
67	3F	75KVA_7504	1,00	0,80	13,67	103,12	10,31
68	3F	75KVA_7666	1,00	0,96	5,18	47,81	4,78
				Total	1069,63	9153,95	915,40



*Tabla 4 Escenario 3 (Equilibrio de cargas y factor de potencia de la red)*

En la **Tabla 4** se muestra los datos del escenario 3 y en el Anexo 4 Escenario 3 Anexo 3 Escenario 3 la tabla completa de este **Error! Reference source not found.**, se equilibraron las cargas en la red de bajo voltaje, manteniendo el valor del factor de potencia de la red. La tabla correspondiente a este escenario muestra el efecto positivo del equilibrio de cargas en las pérdidas energéticas del sistema. A pesar de que el factor de potencia se mantuvo constante, el ajuste en la distribución de las cargas permitió una mejora en la eficiencia del sistema en comparación con los resultados de la simulación anterior.

Esta mejora indica que el equilibrio de cargas contribuyó a reducir las pérdidas energéticas, optimizando así el rendimiento general de la red eléctrica. La figura ilustra claramente las diferencias en las pérdidas antes y después de equilibrar las cargas, destacando cómo este ajuste puede influir en la eficiencia operativa del sistema. Este análisis resalta la importancia de gestionar adecuadamente la distribución de cargas en redes eléctricas, ya que un equilibrio adecuado puede resultar en mejoras significativas en la calidad de la energía y en la reducción de pérdidas.



	A	B	C	Total	
Potencia real:	3,0	3,0	3,0	9,0	kw
Factor de potencia:	88,0	88,0	88,0	88,0	%
Consumo:	32,61	32,61	32,61	97,83	kWh

*Imagen 12 Equilibrio de cargas y factor de potencia de la red en Cyme*

**4.2.4 Escenario 4 (Equilibrio de cargas y fp= 1)**

Nro.	Fases	kVA	(Gd%)	fp	Pérdidas (kW)	Pérdidas (MW-h/año)	Pérdidas k\$/año
1	1F	5KVA_185	1,00	1,00	5,22	37,43	3,74
2	1F	10KVA_11467	1,00	1,00	23,26	203,72	20,37
3	1F	10kva_11998	1,00	1,00	17,86	156,41	15,64
4	1F	10KVA_12399	1,00	1,00	6,59	49,90	4,99
5	1F	10KVA_13318	1,00	1,00	4,37	32,47	3,25
...	...	...	...	...	...	...	...
61	3F	30KVA_7428	1,00	1,00	5,44	45,66	4,57
62	3F	45KVA_7248	1,00	1,00	1,41	12,56	1,26
63	3F	50KVA_202	1,00	1,00	1,92	6,94	0,69
64	3F	50KVA_70	1,00	1,00	50,52	442,52	44,25
65	3F	75KVA_296	1,00	1,00	3,13	20,75	2,07
66	3F	75KVA_465	1,00	1,00	1,40	10,53	1,05
67	3F	75KVA_7504	1,00	1,00	9,75	80,37	8,04
68	3F	75KVA_7666	1,00	1,00	3,08	13,04	1,30
Total					876,34	7370,49	737,05

**Tabla 5 Escenario 4 (Equilibrio de cargas y fp= 1)**

En la **Tabla 5** se muestra los datos del escenario 4 y en el Anexo 5 Escenario 4 Anexo 3 Escenario 3 la tabla completa de este **Error! Reference source not found.**, se alcanzó una condición ideal en la red de bajo voltaje, donde las cargas se encontraban equilibradas y el factor de potencia se estableció en 1.



El análisis de este escenario resalta la importancia de mantener tanto el equilibrio de cargas como un factor de potencia óptimo en el diseño y operación de redes eléctricas. La representación gráfica proporciona una visualización clara de las pérdidas reducidas, subrayando que la implementación de estas condiciones ideales no solo mejora la calidad de la energía suministrada, sino que también optimiza el rendimiento general del sistema eléctrico de bajo voltaje.

	A	B	C	Total	
Potencia real:	3,0	3,0	3,0	9,0	kw
Factor de potencia:	100	100	100	100,0	%
Consumo:	32,61	32,61	32,61	97,83	kWh

*Imagen 13 Equilibrio de cargas y Factor de potencia 1 en Cyme*

**4.2.5 Escenario 5 (equilibrio de cargas y  $fp= 0,62$ )**

Nro.	Fases	kVA	Gd%	fp	Pérdidas (kW)	Pérdidas (MW-h/año)	Pérdidas k\$/año
1	1F	5 kVA _185	1,00	0,62	9,34	63,41	6,34
2	1F	10 kVA _11467	1,00	0,62	25,01	206,22	20,62
3	1F	10kVA_11998	1,00	0,62	24,70	222,87	22,29
4	1F	10 kVA _12399	1,00	0,62	8,71	73,55	7,36
5	1F	10 kVA _13318	1,00	0,62	7,61	56,95	5,69
...	...	...	...	...	...	...	...
61	3F	30kVA_7428	1,00	0,62	8,70	62,27	6,23
62	3F	45kVA_7248	1,00	0,62	5,75	50,58	5,06
63	3F	50kVA_202	1,00	0,62	5,44	31,75	3,18
64	3F	50kVA_70	1,00	0,62	74,01	648,37	64,84
65	3F	75kVA_296	1,00	0,62	5,24	38,12	3,81
66	3F	75kVA_465	1,00	0,62	6,96	85,94	8,59
67	3F	75kVA_7504	1,00	0,62	14,96	149,62	14,96



68	3F	75kVA_7666	1,00	0,62	10,04	80,28	8,03
			Total		1193,80	10418,02	1041,80

*Tabla 6 Escenario 5 (equilibrio de cargas y  $fp= 0,62$ )*

En la **Tabla 6** se muestra los datos del escenario 5 y en el Anexo 6 Escenario 5 la tabla completada este **Error! Reference source not found.**, se mantuvieron las cargas equilibradas en la red de bajo voltaje, pero se estableció un factor de potencia bajo de 0,62.

Este resultado indica que, a pesar de contar con un equilibrio en la distribución de cargas, el bajo factor de potencia genera un aumento significativo en las pérdidas energéticas. La figura ilustra claramente cómo la combinación de cargas equilibradas y un factor de potencia deficiente resulta en un deterioro del rendimiento del sistema eléctrico.

El análisis de este escenario enfatiza la relevancia de no solo equilibrar las cargas, sino también de mantener un factor de potencia adecuado para optimizar la eficiencia operativa. La representación gráfica proporciona una visualización efectiva de las pérdidas incrementadas, subrayando que un factor de potencia bajo puede contrarrestar los beneficios obtenidos al equilibrar las cargas, afectando negativamente la calidad de la energía suministrada y el desempeño general de la red eléctrica.



	A	B	C	Total		Formato:
Potencia real:	3,0	3,0	3,0	9,0	kW	kW & FP <input type="button" value="v"/>
Factor de potencia:	62	62	62	62,0	%	
Consumo:	32,61	32,61	32,61	97,83	kWh	

*Imagen 14 equilibrio de cargas y Factor de potencia de 0,62 en Cyme*

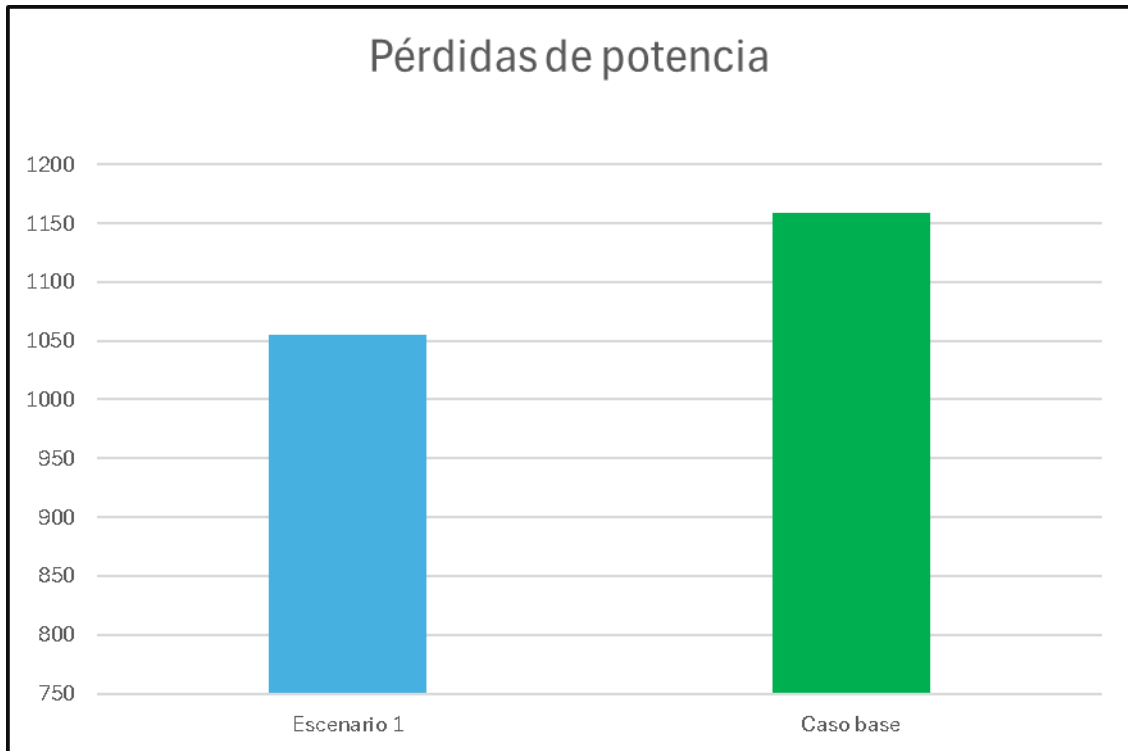
### 4.3 Análisis

El análisis de los escenarios simulados en el software CYME permite evaluar el impacto del factor de potencia y el desequilibrio de cargas en las pérdidas de energía en la red de distribución de bajo voltaje. A continuación, se presentan los resultados obtenidos en cada escenario considerado, destacando su influencia en las pérdidas técnicas y económicas del sistema.

#### 4.3.1 Análisis técnico

##### 4.3.1.1 Escenario 1 ( $fp=1$ , Desequilibrio de la red)

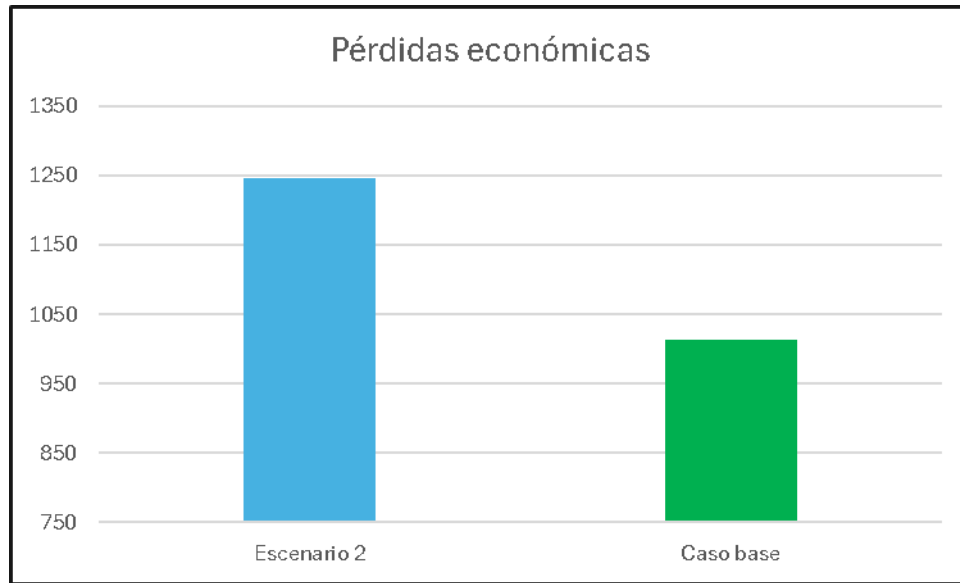
Análisis de perdías de potencia:



*Figura 7 Pérdidas de potencia Escenario 1*

En la Figura se presenta una comparación de las pérdidas totales de potencia activa (en kilovatios) entre el caso base y el Escenario 1, el cual considera un factor de potencia corregido a 1 manteniendo el grado de desequilibrio real de la red. Como se puede observar, el caso base arroja un total de 1 311,11 kW en pérdidas, mientras que en el Escenario 1 las pérdidas disminuyen a 1 230,54 kW, lo cual representa una mejora técnica del orden del 6,14 %. Esta reducción refleja el efecto directo de la corrección del factor de potencia sobre la eficiencia energética del sistema, sin necesidad de modificar el equilibrio de cargas.

Análisis económico:



*Figura 8 Pérdidas económicas Escenario 1*

La Figura muestra la comparación de las pérdidas económicas anuales acumuladas en toda la red entre el caso base y el Escenario 1. Se evidencia que en el caso base las pérdidas ascienden a 1 207,92 k\$/año, mientras que en el Escenario 1 se reducen a 1 132,89 k\$/año. Esta disminución representa un ahorro económico del 6,22% anual como resultado de la mejora del factor de potencia a 1.0 y la corrección del desequilibrio de cargas.

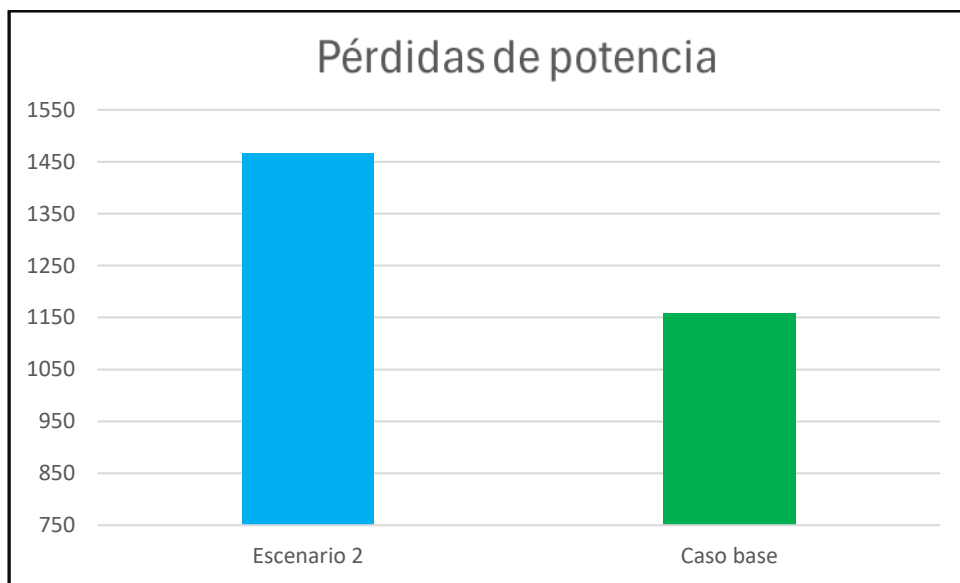
La comparación entre el caso base y el Escenario 1 evidencia que la corrección del factor de potencia hasta valores unitarios (1.0), sin modificar el desequilibrio de cargas existente, tiene un impacto positivo sobre la eficiencia de la red de distribución analizada.



Estos resultados demuestran que mejorar el factor de potencia es una estrategia efectiva y económicamente viable para reducir pérdidas técnicas y económicas, aun sin realizar una redistribución de cargas. En contextos operativos reales, esta mejora puede implementarse mediante bancos de capacitores o sistemas automáticos de compensación, permitiendo beneficios inmediatos sin modificaciones estructurales en la red.

**4.3.1.2 Escenario 2 ( $fp=0,62$ , Desequilibrio de la red)**

Análisis de perdías de potencia:



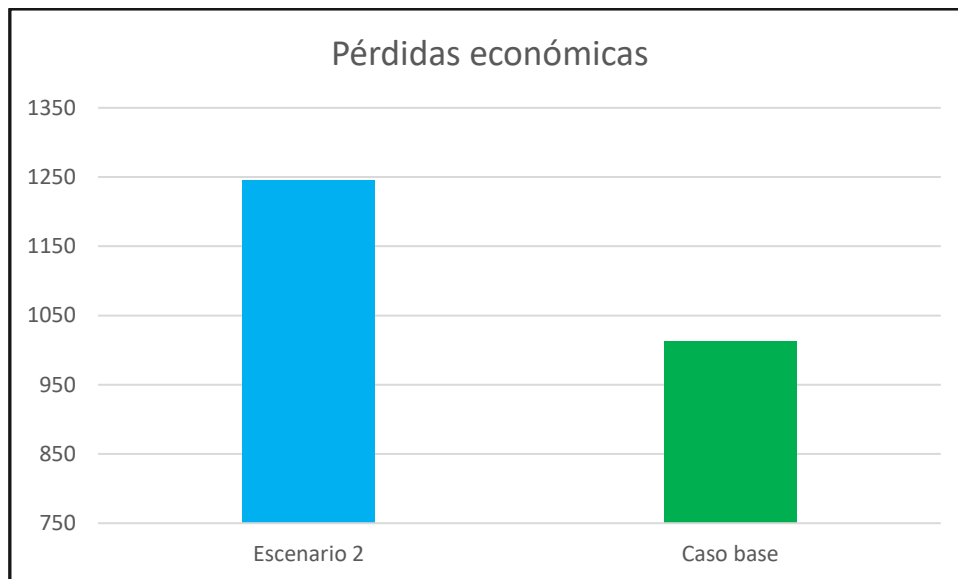
**Figura 9** *Pérdidas de potencia Escenario 2*

En la Figura se presenta una comparación de las pérdidas totales de potencia activa entre el caso base y el Escenario 2, el cual considera un factor de potencia fijo en 0,62



manteniendo el grado de desequilibrio real de la red. Como se puede observar, el caso base arroja un total de 1 158,99 kW en pérdidas, mientras que en el Escenario 2 las pérdidas aumentan a 1 466,61 kW, lo cual representa un incremento técnico del orden del 26,54 %. Este aumento refleja el efecto negativo que implica operar la red con un factor de potencia bajo, incluso sin modificar el equilibrio de cargas existente, lo que disminuye significativamente la eficiencia energética del sistema.

Análisis económico:



*Figura 10 Pérdidas económicas Escenario 2*

La Figura muestra la comparación de las pérdidas económicas anuales acumuladas en toda la red entre el caso base y el Escenario 2. Se evidencia que en el caso base las pérdidas ascienden a 1 013,20 k\$/año, mientras que en el Escenario 2 se

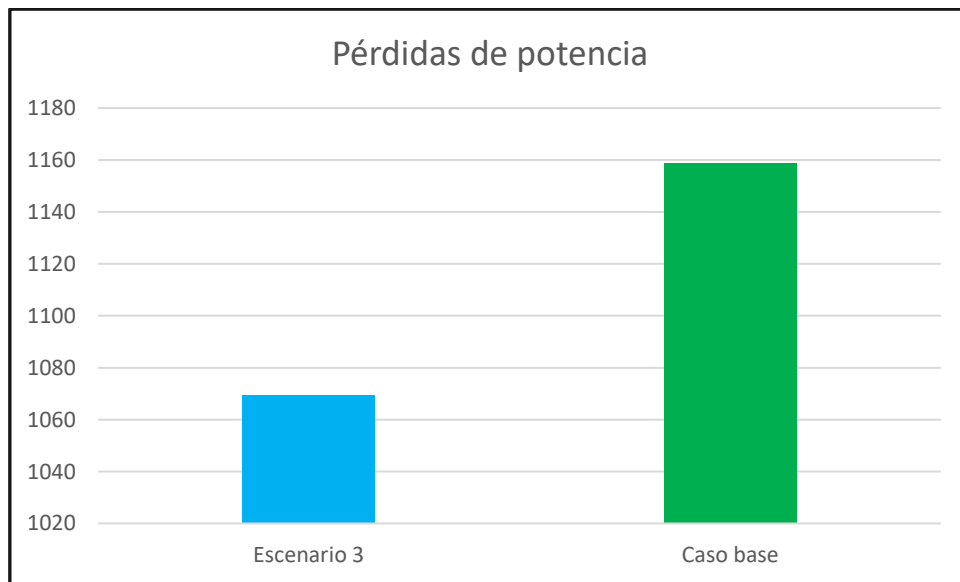


incrementan a 1 245,41 k\$/año. Este aumento representa un mayor costo económico anual del 22,93 % como resultado de operar la red con un factor de potencia bajo y el mismo grado de desequilibrio.

La comparación entre el caso base y el Escenario 2 evidencia que operar la red con un factor de potencia considerablemente inferior a la unidad, aun manteniendo el desequilibrio, incrementa las pérdidas técnicas y los costos económicos de operación. Desde el punto de vista técnico, esta condición reduce notablemente la eficiencia y la rentabilidad del sistema de distribución.

**4.3.1.3 Escenario 3 ( $fp=$  de la red 0,89 y Equilibrio de cargas y)**

Análisis de pérdidas de potencia:

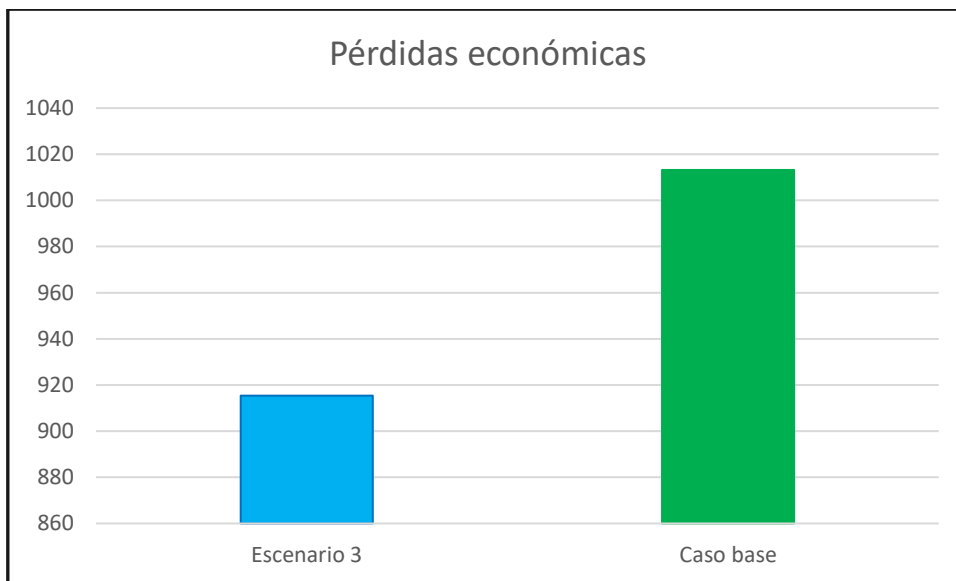


*Figura 11 Pérdidas de potencia Escenario 3*



En la Figura se presenta una comparación de las pérdidas totales de potencia activa (en kilovatios) entre el caso base y el Escenario 3, el cual considera el equilibrio total de cargas manteniendo el factor de potencia real de la red. Como se puede observar, el caso base arroja un total de 1 158,99 kW en pérdidas, mientras que en el Escenario 3 las pérdidas disminuyen a 1 069,63 kW, lo cual representa una reducción técnica del orden del 7,72 %. Esta disminución refleja el efecto favorable que tiene el equilibrio de cargas, aun manteniendo el factor de potencia sin modificar, sobre la eficiencia energética del sistema de distribución.

Análisis económico:



*Figura 12 Pérdidas económicas Escenario 3*

La Figura muestra la comparación de las pérdidas económicas anuales acumuladas en toda la red entre el caso base y el Escenario 3. Se observa que en el caso

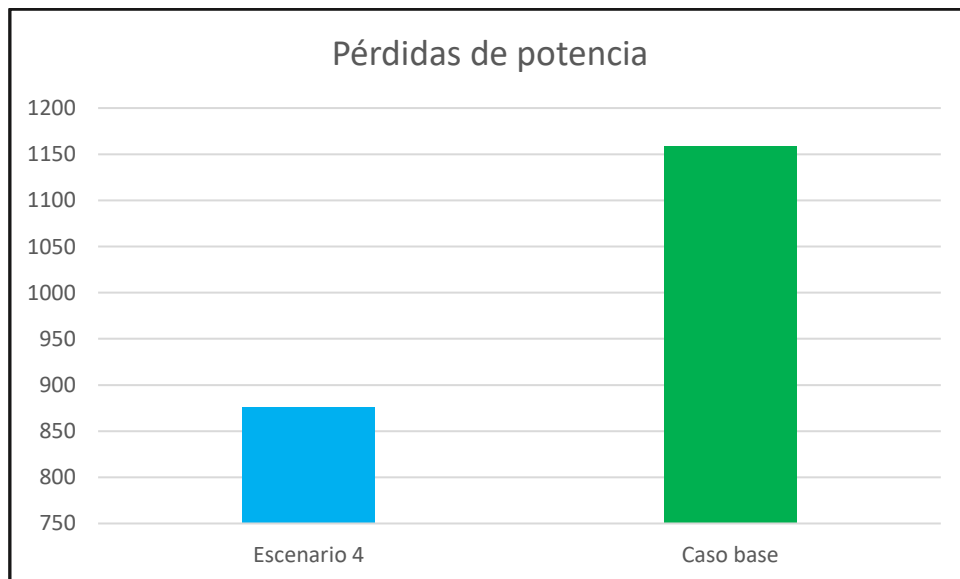


base las pérdidas ascienden a 1 013,20 k\$/año, mientras que en el Escenario 3 se reducen a 915,40 k\$/año. Esta disminución representa un ahorro económico anual del 9,65 % como resultado de la aplicación del equilibrio de cargas con el factor de potencia existente en la red.

La comparación entre el caso base y el Escenario 3 evidencia que el equilibrio de cargas, aun sin modificar el factor de potencia, tiene un impacto positivo sobre la eficiencia y los costos operativos de la red de distribución. Técnicamente, esta estrategia permite una disminución significativa de las pérdidas energéticas y económicas, optimizando la operación del sistema eléctrico.

**4.3.1.4 Escenario 4 (fp =1 y Equilibrio de cargas)**

Análisis de pérdidas de potencia:

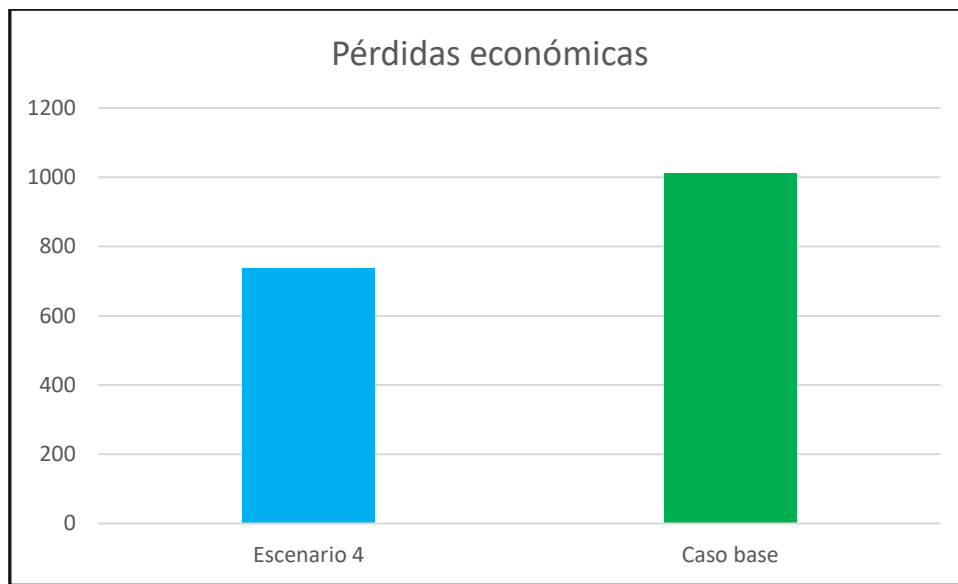


*Figura 13 Pérdidas de potencia Escenario 4*



En la Figura se presenta una comparación de las pérdidas totales de potencia activa (en kilovatios) entre el caso base y el Escenario 4, el cual considera la corrección integral del factor de potencia a 1,0 junto con el equilibrio total de las cargas. Como se puede observar, el caso base arroja un total de 1 158,99 kW en pérdidas, mientras que en el Escenario 4 las pérdidas disminuyen a 876,34 kW, lo cual representa una reducción técnica del orden del 24,38 %. Esta disminución evidencia el efecto positivo que tiene la corrección conjunta del factor de potencia y el equilibrio de cargas sobre la eficiencia energética de la red de distribución.

Análisis económico:



*Figura 14 Pérdidas económicas Escenario 4*

La Figura muestra la comparación de las pérdidas económicas anuales acumuladas en toda la red entre el caso base y el Escenario 4. Se evidencia que en el

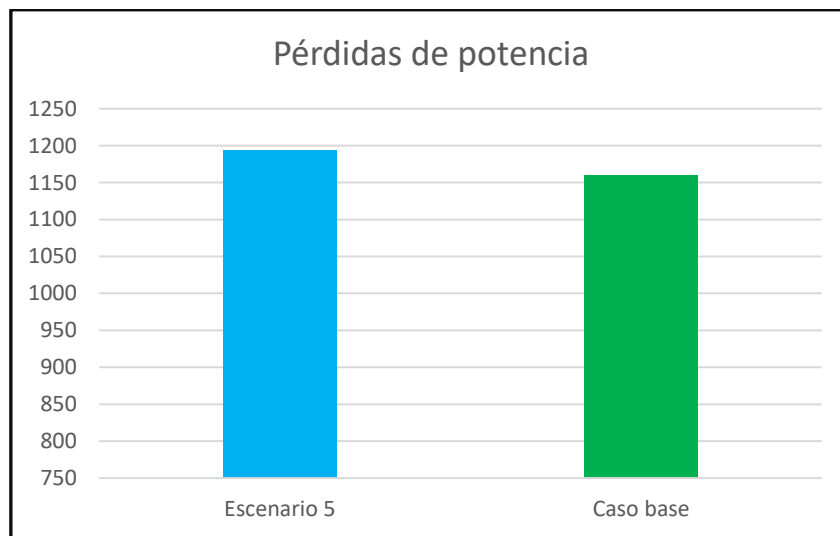


caso base las pérdidas ascienden a 1 013,20 k\$/año, mientras que en el Escenario 4 se reducen a 737,05 k\$/año. Esta disminución representa un ahorro económico anual del 27,24 % como resultado de la aplicación conjunta del equilibrio de cargas y la optimización del factor de potencia a 1,0.

La comparación entre el caso base y el Escenario 4 evidencia que la aplicación simultánea del equilibrio de cargas y la corrección del factor de potencia tiene un impacto altamente positivo sobre la eficiencia y los costos operativos de la red. Técnicamente, esta estrategia permite maximizar la reducción de pérdidas energéticas y costos asociados, contribuyendo a la rentabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico.

**4.3.1.5 Escenario 5 ( $fp= 0,62$  y Equilibrio de cargas y)**

Análisis de perdías de potencia:

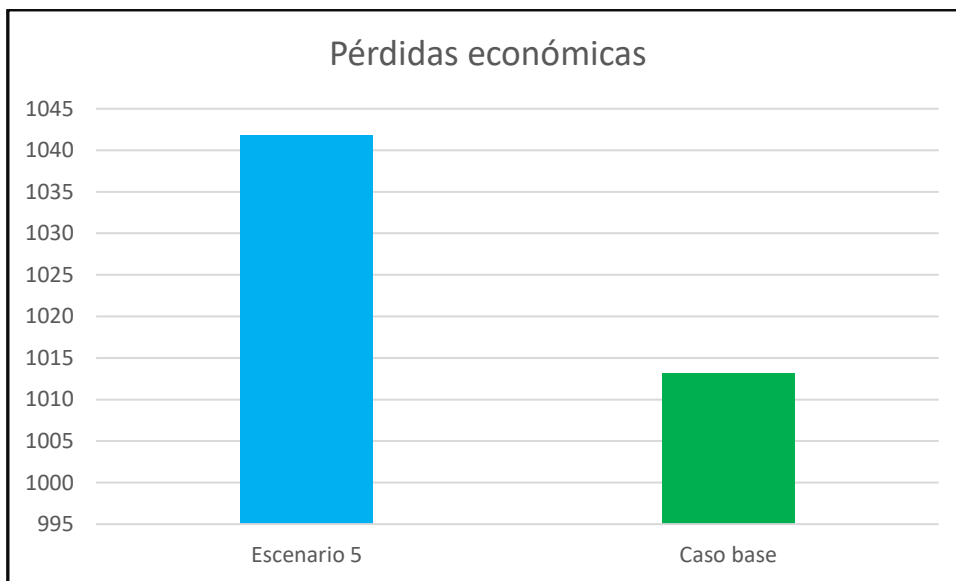


*Figura 15 Pérdidas de potencia Escenario 5*



En la Figura se presenta una comparación de las pérdidas totales de potencia activa (en kilovatios) entre el caso base y el Escenario 5, el cual considera el equilibrio total de cargas con un factor de potencia fijo en 0,62. Como se puede observar, el caso base arroja un total de 1 158,99 kW en pérdidas, mientras que en el Escenario 5 las pérdidas aumentan a 1 193,80 kW, lo cual representa un incremento técnico del orden del 3,01 %. Este aumento refleja el efecto adverso que implica operar la red con un factor de potencia bajo, aun aplicando el equilibrio de cargas, afectando la eficiencia energética del sistema.

Análisis económico:



*Figura 16 Pérdidas económicas Escenario 5*

La Figura muestra la comparación de las pérdidas económicas anuales acumuladas en toda la red entre el caso base y el Escenario 5. Se observa que en el caso base las pérdidas ascienden a 1 013,20 k\$/año, mientras que en el Escenario 5 se



incrementan a 1 041,80 k\$/año. Este aumento representa un mayor costo económico anual del 2,81 % como consecuencia de operar la red con factor de potencia reducido a 0,62, incluso habiendo equilibrado las cargas.

La comparación entre el caso base y el Escenario 5 evidencia que el equilibrio de cargas, sin corregir el factor de potencia, no es suficiente para optimizar las pérdidas técnicas ni los costos económicos de operación. Técnicamente, esto demuestra que la mejora del factor de potencia es fundamental para alcanzar una mayor eficiencia y rentabilidad en la red de distribución.

#### ***4.4 Cuadro comparativo de todos los escenarios y el análisis***

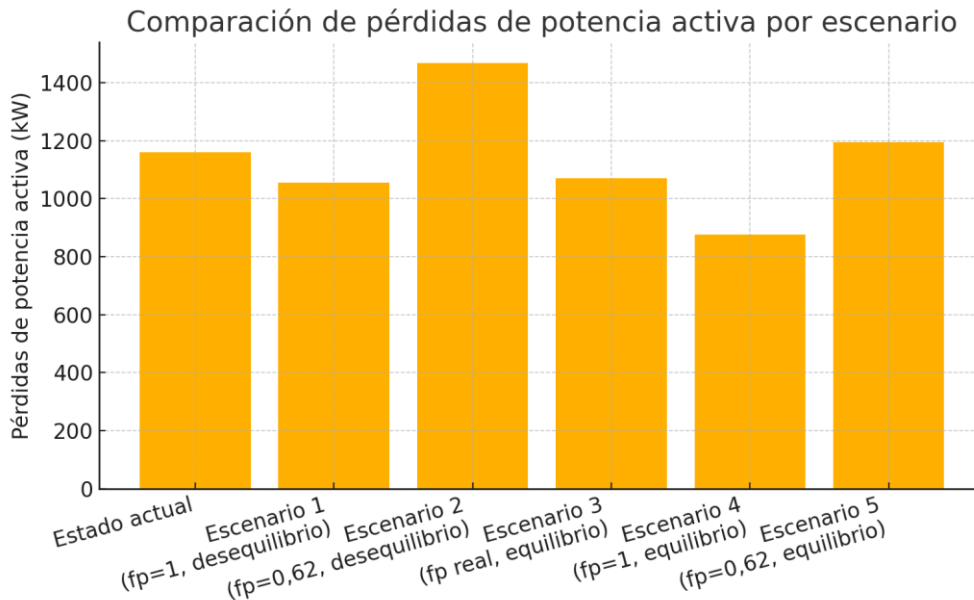
La tabla presenta un resumen de los valores de pérdidas técnicas (kW) y pérdidas económicas anuales (k\$/año) obtenidos para cada uno de los escenarios analizados en la red de distribución. Cada escenario refleja distintas condiciones operativas, como el estado actual de la red, la corrección del factor de potencia, el equilibrio de cargas o la combinación de ambos. Esta comparación permite visualizar de forma clara el impacto de cada medida sobre las pérdidas de energía y los costos asociados, facilitando la identificación de la estrategia más eficiente para optimizar el desempeño técnico y económico de la red.



Escenario	Pérdidas técnicas (kW)	Pérdidas energéticas (MWh/año)	Pérdidas económicas (k\$/año)
Caso Base	1 158,99	10 131,95	1 013,20
Escenario 1	1 054,83	9 562,32	956,23
Escenario 2	1 466,61	12 454,09	1 245,41
Escenario 3	1 069,63	9 153,95	915,4
Escenario 4	876,34	7 370,49	737,05
Escenario 5	1 193,80	10 418,02	1 041,80

**Tabla 7** Comparación de todos los escenarios

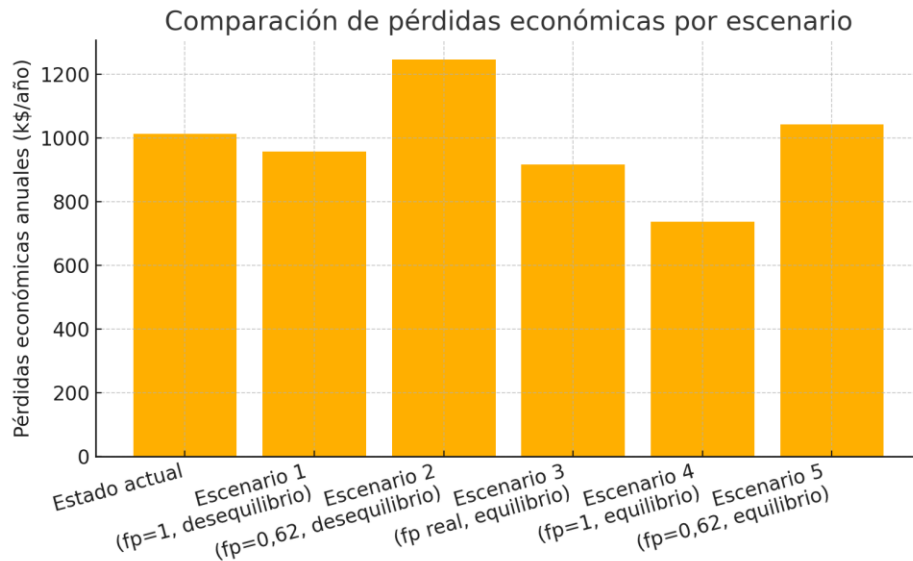
**4.4.1 Análisis técnico comparativo**



**Figura 17** análisis técnico comparativo



El estudio de los diferentes escenarios evidencia el impacto significativo que ejercen el factor de potencia y el grado de equilibrio de cargas sobre las pérdidas técnicas en la red de distribución analizada.



*Figura 18 análisis económico comparativo*

Este gráfico muestra la evolución de las pérdidas económicas asociadas a cada escenario, facilitando la identificación del impacto económico derivado de las acciones de corrección implementadas en la red.

- Escenario de mayor pérdida:

El Escenario 2 ( $fp = 0,62$  y desequilibrio real) presenta las mayores pérdidas técnicas (1 466,61 kW), energéticas (12 454,09 MWh/año) y económicas (1 245,41 k\$/año). Esto demuestra que operar la red con un bajo factor de potencia y sin corrección de desequilibrio genera un escenario crítico para la eficiencia operativa y los costos.



- Escenario de menor pérdida:

El Escenario 4 (equilibrio de cargas y  $fp = 1$ ) resulta ser el más eficiente, con pérdidas técnicas de 876,34 kW, energéticas de 7 370,49 MWh/año y económicas de 737,05 k\$/año. Esto confirma que la optimización simultánea del factor de potencia y el equilibrio de cargas es la estrategia más efectiva para minimizar las pérdidas.

#### ***4.4.2 Análisis de impacto del equilibrio de carga y fp***

- Impacto del equilibrio de cargas:

Comparando el Caso Base y el Escenario 3 (ambos con  $fp$  real de la red, pero uno con desequilibrio y otro equilibrado), se observa una reducción de pérdidas técnicas del 7.72% y una disminución de 9.65% en las pérdidas económicas al equilibrar las cargas. Este resultado subraya que la redistribución adecuada de la carga en las fases reduce considerablemente las pérdidas por corrientes de retorno y mejora la eficiencia global del sistema.

- Impacto de la corrección del factor de potencia:

Si se compara el Caso Base con el Escenario 1 (desequilibrio real, pero con  $fp = 1$ ), la mejora del factor de potencia reduce las pérdidas técnicas 6.14% y las económicas en aproximadamente un 6.22%



- Impacto de equilibrio y fp

Al optimizar ambos parámetros simultáneamente (Escenario 4), la reducción de pérdidas respecto al estado actual es del 24,38% en pérdidas técnicas, del y del 27.24% en pérdidas económicas.

- Combinación de variables:

Los escenarios donde sólo se optimiza uno de los dos parámetros presentan mejoras intermedias. Por ejemplo, equilibrar cargas con fp bajo (Escenario 5) mejora respecto al caso crítico (Escenario 2), pero sigue generando pérdidas superiores al escenario base. Esto evidencia que ambas acciones son complementarias y su impacto es acumulativo.

El análisis integral de los distintos escenarios simulados en la red de distribución pone en evidencia que las pérdidas técnicas, energéticas y económicas están fuertemente influenciadas tanto por el factor de potencia como por el equilibrio de cargas. El estado actual de la red, caracterizado por un factor de potencia variable y un grado de desequilibrio significativo, ocasiona pérdidas considerables que pueden ser mitigadas mediante la implementación de estrategias correctivas.

En términos cuantitativos, la mejora aislada del factor de potencia o el equilibrio de cargas genera reducciones parciales en las pérdidas, pero es la optimización simultánea de ambos parámetros la que proporciona el mayor beneficio técnico y económico, logrando una



disminución de hasta un 24,38% en pérdidas técnicas y un 27,24% en costos anuales respecto a la situación inicial.

Por tanto, se concluye que la gestión eficiente del factor de potencia y la redistribución equilibrada de las cargas en la red son acciones prioritarias para la reducción de pérdidas en sistemas de distribución, mejorando la eficiencia energética y generando ahorros económicos significativos para la empresa distribuidora.

### **Conclusiones**

Se concluye que la mejora del factor de potencia a niveles cercanos a 1 y el mantenimiento de un equilibrio de carga en la red eléctrica reducen significativamente las pérdidas técnicas y económicas. Estas medidas optimizan la eficiencia operativa del sistema, minimizan las pérdidas por calentamiento en conductores y transformadores, y disminuyen los costos de operación y mantenimiento. A nivel económico, se evidenció que las pérdidas monetarias anuales se reducen considerablemente, mejorando la sostenibilidad financiera para la empresa eléctrica.

Las mediciones realizadas en la red de distribución residencial de Emel Norte confirmaron que los transformadores con bajo factor de potencia y con un desequilibrio de cargas presentan un alto valor en pérdidas de energía. Los datos obtenidos mediante analizadores de red y simulaciones en el software CYME mostraron el estado del sistema, este análisis resalta la importancia de una gestión continua de estos parámetros para garantizar un suministro eléctrico de calidad.



Se concluye que las pérdidas técnicas y económicas causadas por un bajo factor de potencia y desequilibrio de carga impactan significativamente los balances operativos de Emel Norte. Estas condiciones incrementan la demanda de corriente elevando las pérdidas y reduciendo la eficiencia energética.

### **Recomendaciones**

Se sugiere realizar estudios adicionales focalizados por sectores o micro áreas específicas dentro de las redes eléctricas residenciales analizadas, ya que los hallazgos evidenciaron que el bajo factor de potencia y el desequilibrio de cargas generan considerables pérdidas energéticas y económicas. Esta investigación identificó áreas críticas donde se concentra mayormente el problema, destacando la necesidad urgente de intervenciones puntuales. Como solución concreta, se recomienda implementar estrategias personalizadas de compensación reactiva y balance de cargas en aquellas zonas más afectadas.

Esta recomendación se justifica debido a que un análisis detallado permitirá obtener resultados más precisos y generar propuestas efectivas que optimicen significativamente la eficiencia energética. Considerando el impacto potencial, estas intervenciones reducirán costos operativos, prolongarán la vida útil de equipos y mejorarán la calidad del suministro eléctrico. Además, los resultados obtenidos sentarán bases sólidas para futuras investigaciones que profundicen en técnicas avanzadas de optimización energética y análisis predictivos. Se recomienda priorizar inicialmente aquellos sectores con mayores pérdidas identificadas optimizando así recursos y esfuerzos.



## Referencias

- [1] P. A. Llusco Cerruto, «Automatización del control y gestión de una micro-red en DC», Bachelor thesis, Universitat Politècnica de Catalunya, 2023. Accedido: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/391655>
- [2] F. J. Campuez Gualacata y M. V. Vega Chitupanta, «Caracterización del aislamiento eléctrico en sistemas de distribución: modelos y aplicaciones», bachelorThesis, Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC), 2022. Accedido: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://localhost/handle/27000/9772>
- [3] J. D. Caballero-Peña, C. D. Cadena-Zarate, y G. A. Osma-Pinto, «Análisis de la operación en estado estable de una red eléctrica de baja voltaje con inyección de potencia de sistemas fotovoltaicos», *Revista UIS Ingenierías*, vol. 19, n.º 4, Art. n.º 4, jul. 2020, doi: 10.18273/revuin.v19n4-2020008.
- [4] J. Lanzas Fernández, «Análisis del impacto de la puesta a tierra en redes de baja voltaje desequilibradas modeladas en OpenDSS», 2021, Accedido: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://idus.us.es/handle/11441/126888>
- [5] D. Avalos, J. Rozzano, S. Lopez, y G. Baum, *Análisis del impacto del factor de potencia y del desequilibrio de las cargas sobre las pérdidas eléctricas. caso de estudio: sistema de distribución de baja voltaje*. 2019.
- [6] P. J. D. Chinchilla, «ANÁLISIS DE IMPACTO DEL DESBALANCE Y ACOMODO DE CARGAS PARA USUARIOS DE LA EMPRESA CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER», 2022.
- [7] C. A. Gavilanez Soto, «Mejora del factor de potencia en un sistema de distribución, mediante la implementación de control adaptativo para filtros de potencia reactiva», bachelorThesis, 2022. Accedido: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/23361>
- [8] A. Ferrero-Botero, J. A. Agudelo-Rueda, y Á. D. Gómez-Granja, *Electricidad y magnetismo: una guía introductoria*. Universidad Católica de Colombia, 2020, 2021. Accedido: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en:



<https://repository.ucatolica.edu.co/entities/publication/268d9e85-97ed-405c-888b-1b83ac980af4>

- [9] J. C. Mendoza-Niebles, L. D. Pabón-Fernández, E. A. Caicedo-Peñaranda, A. Pardo-García, y J. L. Díaz-Rodríguez, «Control síncrono de potencia de un D-STATCOM de bajo costo. | AiBi Revista de Investigación, Administración e Ingeniería». Consultado: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://revistas.udes.edu.co/aibi/article/view/2193>
- [10] W. Llumitaxi *et al.*, «Filtro Activo de Potencia (APF) Híbrido con integración de Generación Fotovoltaica para la Mejora del Perfil de Voltaje», *Revista Técnica energía*, vol. 19, n.º 1, pp. 100-109, dic. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.523.
- [11] M. B. Toalombo Montes y O. S. Toapanta Toapanta, «Repotenciación y monitoreo remoto de un banco de capacitores automático para mejorar el bajo factor de potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi Campus Salache.», bachelorThesis, Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi: UTC., 2021. Consultado: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://localhost/handle/27000/7936>
- [12] M. B. Toalombo y T. S. O. Toapanta, «“REPOTENCIACIÓN Y MONITOREO REMOTO DE UN BANCO DE CAPACITORES AUTOMÁTICO PARA MEJORAR EL BAJO FACTOR DE POTENCIA DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI CAMPUS SALACHE”», Universidad Técnica de Cotopaxi, 2019.
- [13] J. C. Vargas Bedón, «Óptima compensación fija de potencia reactiva en redes eléctricas de distribución basada en escenarios de demanda residencial.», bachelorThesis, 2020. Consultado: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19215>
- [14] «Factor de Potencia: Que es, Calcularlo, Corregirlo y Ejercicios». Consultado: 9 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/factor-de-potencia.html>
- [15] P. Iguasnia, «CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA», Gonzaga & Rodriguez Cia. Ltda. Consultado: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://electricoindustrial.com.ec/2021/03/29/correccion-del-factor-de-potencia/>



- [16] A. T. Alexander, “Corrección del factor de potencia en micro-redes eléctricas ante el peligro de resonancia por alta penetración de cargas no lineales,” Oct. 01, 2020. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19390>
- [17] L. M. Zambrano y M. Mendoza, «“Diseño E Implementación De Un Módulo Didáctico Para El Análisis Y Corrección Del Factor De Potencia Para El Laboratorio De Máquinas Eléctricas De La Universidad Técnica De Cotopaxi”», UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI FACULTAD, 2020.
- [18] E. G. Muso Gancino y A. D. Tipán Sánchez, «Diseño e implementación de un módulo didáctico para el análisis y corrección del factor de potencia para el laboratorio de máquinas eléctricas de la universidad técnica de Cotopaxi.», bachelorThesis, Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi (UTC)., 2019. Accedido: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://localhost/handle/27000/5685>
- [19] D. Restrepo Osorio, «Dimensionamiento de banco de capacitores automáticos para las subestaciones eléctricas 14,15 y 16 de la empresa Compañía de Empaques S.A.», 2021, Accedido: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://bibliotecadigital.udea.edu.co/handle/10495/18456>
- [20] D. Restrepo, «DIMENSIONAMIENTO DE BANCOS DE CAPACITORES AUTOMÁTICOS PARA LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS 14,15 y 16 DE LA EMPRESA COMPAÑÍA DE EMPAQUES S.A.», 2020.
- [21] D. J. AVALOS y J. D. R. GADEA, «ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL FACTOR DE POTENCIA Y DEL GRADO DE DESEQUILIBRIO DE LAS CARGAS SOBRE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS. CASO DE ESTUDIO: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA VOLTAJE», UNIVERSIDAD NACIONAL DE ASUNCIÓN, 2019.
- [22] F. Martinez, B. R. Sanabria Morel, T. A. Morel Otazu, y J. Pacher, «Análisis de filtros activos de potencia para el equilibrio de cargas mediante convertidores de dos y siete niveles de cuatro hilos». Accedido: 15 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: [http://scielo.iics.una.py/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2409-87522021000100068](http://scielo.iics.una.py/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2409-87522021000100068)



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



[23] Fluke Corporation, «Fluke presenta el software de administración de mantenimiento Fluke Connect Assets | Fluke», Fluke. Accedido: 17 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.fluke.com/es-ec/informacion/blog/vibracion/el-software-revela-el-poder-de-la-informacion-a-mas-encargados-de-mantenimiento>



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



### Anexos

Nro.	Fases	kVA	Gd %	fp	Pérdidas (kW)	Pérdidas (MW-h/año)	Pérdidas k\$/año
1	1F	5KVA_185	104,62	0,83	9,35	81,94	8,19
2	1F	10KVA_11467	107,11	0,98	25,30	221,58	22,16
3	1F	10kva_11998	179,67	0,90	22,57	197,68	19,77
4	1F	10KVA_12399	160,61	0,89	11,45	100,30	10,03
5	1F	10KVA_13318	152,36	0,95	9,12	79,91	7,99
6	1F	10KVA_236	38,36	0,84	9,12	79,91	7,99
7	1F	10KVA_393	125,92	0,94	26,35	230,84	23,08
8	1F	10KVA_723	25,15	0,84	13,44	117,75	11,78
9	1F	15KVA_100083	35,90	0,88	9,11	79,81	7,98
10	1F	15KVA_10243	56,95	0,91	9,14	80,11	8,01
11	1F	15KVA_10386	132,84	0,97	9,14	80,08	8,01
12	1F	15KVA_11798	161,00	0,84	13,60	119,10	11,91
13	1F	15KVA_11914	112,91	0,80	13,52	118,43	11,84
14	1F	15kva_12029	172,50	0,86	7,61	66,68	6,67
15	1F	15kva_12095	184,92	1,00	11,98	104,92	10,49
16	1F	15KVA_12302	141,75	0,98	13,82	121,04	12,10
17	1F	15KVA_12736	29,75	0,95	4,91	43,03	4,30
18	1F	15KVA_12821	57,45	0,88	12,77	111,86	11,19
19	1F	15KVA_12920	175,49	0,96	12,57	110,15	11,01
20	1F	15KVA_13035	191,05	0,92	13,75	120,42	12,04
21	1F	15KVA_13500	20,06	1,00	16,13	141,32	14,13
22	1F	15KVA_325	179,62	0,92	21,11	184,90	18,49
23	1F	15KVA_468	169,57	1,00	18,68	163,61	16,36
24	1F	15KVA_6729	33,74	0,92	11,26	98,64	9,86
25	1F	15KVA_7293	167,13	0,91	10,60	92,83	9,28
26	1F	15KVA_781	183,58	0,96	12,03	105,41	10,54
27	1F	25KVA_10350	161,60	0,80	5,31	46,54	4,65
28	1F	25KVA_10615	99,66	0,80	4,40	38,52	3,85
29	1F	25KVA_11600	193,97	0,86	14,53	127,26	12,73
30	1F	25KVA_12380	36,83	0,90	15,80	138,41	13,84
31	1F	25KVA_12433	168,76	0,98	16,48	144,36	14,44
32	1F	25KVA_12571	60,30	0,86	16,67	146,05	14,60
33	1F	25KVA_13155	99,88	0,83	11,77	103,15	10,31
34	1F	25KVA_13475	34,78	0,92	15,80	138,39	13,84
35	1f	25KVA_13660	28,79	94,50	24,91	197,45	19,74
36	1F	25KVA_22380	80,32	0,80	16,22	142,05	14,21
37	1F	25KVA_270	61,63	0,95	9,46	82,84	8,28



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



38	1F	25KVA_400	188,68	0,84	13,07	114,53	11,45
39	1F	25KVA_507	59,36	0,92	120,80	1058,24	105,82
40	1F	25KVA_65	90,18	0,94	32,87	287,94	28,79
41	1F	25KVA_66	135,65	0,98	24,30	212,90	21,29
42	1F	37,5KVA_10597	29,77	0,82	4,44	38,92	3,89
43	1F	37,5KVA_9862	118,54	0,90	19,72	172,71	17,27
44	1F	37.5_KVA_11668	167,87	0,84	6,38	55,93	5,59
45	1F	37.5KVA_12070	58,76	0,86	36,39	318,79	31,88
46	1F	37.5KVA_13198	87,92	0,96	6,20	54,30	5,43
47	1F	37.5KVA_167	100,81	0,80	22,20	194,51	19,45
48	1F	37.5KVA_195	75,58	0,85	16,15	141,44	14,14
49	1F	37.5KVA_267	71,23	0,79	40,29	352,95	35,29
50	1F	37.5KVA_7229	52,11	0,89	9,19	80,50	8,05
51	1F	37.5KVA_9973	72,16	0,94	11,84	103,72	10,37
52	1F	50KVA_11923	92,58	0,82	21,58	189,06	18,91
53	1F	50KVA_12301	156,87	0,80	22,65	198,38	19,84
54	1F	50KVA_12721	123,86	0,91	21,19	185,61	18,56
55	1F	50KVA_12981	73,78	0,89	21,74	190,48	19,05
56	1F	50KVA_13422	62,52	0,85	39,55	346,47	34,65
57	1F	50KVA_7457	149,72	0,89	28,05	245,68	24,57
58	3F	30KVA_12857	91,40	0,87	12,97	113,60	11,36
59	3F	15KVA_295	152,01	0,80	6,87	60,19	6,02
60	3F	30KVA_460	195,80	0,83	11,82	103,56	10,36
61	3F	30KVA_7428	99,06	0,88	9,97	87,36	8,74
62	3F	45KVA_7248	158,80	0,79	3,08	26,95	2,69
63	3F	50KVA_202	89,68	0,83	6,59	57,77	5,78
64	3F	50KVA_70	65,79	0,88	54,44	476,86	47,69
65	3F	75KVA_296	137,68	0,95	7,19	63,01	6,30
66	3F	75KVA_465	165,20	0,94	6,40	56,11	5,61
67	3F	75KVA_7504	182,93	0,80	14,10	123,47	12,35
68	3F	75KVA_7666	75,80	0,96	7,16	62,75	6,27

*Anexo 1 Datos de la red*



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Nro.	Fases	kVA	Gd		Pérdidas (kW)	Pérdidas (MW-h/año)	Pérdidas k\$/año
			%	fp			
1	1F	5KVA_185	52,31	1	8,68	75,87	7,59
2	1F	10KVA_11467	53,55	1	24,24	219,13	21,91
3	1F	10kva_11998	89,83	1	21,64	184,74	18,47
4	1F	10KVA_12399	80,31	1	8,33	92,22	9,22
5	1F	10KVA_13318	76,18	1	8,61	67,22	6,72
6	1F	10KVA_236	19,18	1	8,67	74,27	7,43
7	1F	10KVA_393	62,96	1	22,67	226,00	22,60
8	1F	10KVA_723	12,57	1	11,81	108,74	10,87
9	1F	15KVA_100083	17,95	1	8,97	72,07	7,21
10	1F	15KVA_10243	28,47	1	7,31	77,84	7,78
11	1F	15KVA_10386	66,42	1	8,72	59,44	5,94
12	1F	15KVA_11798	80,50	1	12,90	113,19	11,32
13	1F	15KVA_11914	56,45	1	9,65	114,45	11,44
14	1F	15kva_12029	86,25	1	6,17	60,44	6,04
15	1F	15kva_12095	92,46	1	11,98	104,92	10,49
16	1F	15KVA_12302	70,87	1	12,37	116,96	11,70
17	1F	15KVA_12736	14,88	1	3,53	30,05	3,00
18	1F	15KVA_12821	28,72	1	10,04	106,80	10,68
19	1F	15KVA_12920	87,74	1	8,63	103,29	10,33
20	1F	15KVA_13035	95,53	1	10,61	118,14	11,81
21	1F	15KVA_13500	10,03	1	16,13	141,32	14,13
22	1F	15KVA_325	89,81	1	18,75	182,99	18,30
23	1F	15KVA_468	84,79	1	18,68	163,61	16,36
24	1F	15KVA_6729	16,87	1	8,32	92,22	9,22
25	1F	15KVA_7293	83,57	1	9,47	72,41	7,24
26	1F	15KVA_781	91,79	1	11,92	104,41	10,44
27	1F	25KVA_10350	80,80	1	3,08	29,89	2,99
28	1F	25KVA_10615	49,83	1	2,49	34,86	3,49
29	1F	25KVA_11600	96,99	1	13,52	124,61	12,46
30	1F	25KVA_12380	18,42	1	14,83	126,73	12,67
31	1F	25KVA_12433	84,38	1	14,67	141,86	14,19
32	1F	25KVA_12571	30,15	1	16,12	139,45	13,95
33	1F	25KVA_13155	49,94	1	11,77	103,15	10,31
34	1F	25KVA_13475	17,39	1	12,84	121,48	12,15
35	1f	25KVA_13660	14,40	1	22,54	197,45	19,74
36	1F	25KVA_22380	40,16	1	16,11	132,37	13,24
37	1F	25KVA_270	30,81	1	6,02	71,88	7,19
38	1F	25KVA_400	94,34	1	9,88	108,91	10,89



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



39	1F	25KVA_507	29,68	1	118,06	1049,99	105,00
40	1F	25KVA_65	45,09	1	32,45	269,13	26,91
41	1F	25KVA_66	67,83	1	23,84	208,80	20,88
42	1F	37,5KVA_10597	14,89	1	3,65	34,52	3,45
43	1F	37,5KVA_9862	59,27	1	19,49	167,32	16,73
44	1F	37.5_KVA_11668	83,93	1	3,99	43,37	4,34
45	1F	37.5KVA_12070	29,38	1	34,01	303,34	30,33
46	1F	37.5KVA_13198	43,96	1	5,72	42,27	4,23
47	1F	37.5KVA_167	50,41	1	18,38	179,04	17,90
48	1F	37.5KVA_195	37,79	1	15,53	122,81	12,28
49	1F	37.5KVA_267	35,61	1	37,61	345,94	34,59
50	1F	37.5KVA_7229	26,05	1	8,25	74,93	7,49
51	1F	37.5KVA_9973	36,08	1	10,67	98,93	9,89
52	1F	50KVA_11923	46,29	1	21,25	171,60	17,16
53	1F	50KVA_12301	78,44	1	19,99	191,56	19,16
54	1F	50KVA_12721	61,93	1	17,37	173,48	17,35
55	1F	50KVA_12981	36,89	1	21,21	183,00	18,30
56	1F	50KVA_13422	31,26	1	39,17	326,42	32,64
57	1F	50KVA_7457	74,86	1	27,81	230,32	23,03
58	3F	30KVA_12857	45,70	1	12,87	105,31	10,53
59	3F	15KVA_295	76,01	1	5,68	42,31	4,23
60	3F	30KVA_460	97,90	1	11,80	103,36	10,34
61	3F	30KVA_7428	49,53	1	9,82	73,22	7,32
62	3F	45KVA_7248	79,40	1	1,31	18,23	1,82
63	3F	50KVA_202	44,84	1	3,17	47,45	4,74
64	3F	50KVA_70	32,89	1	52,27	457,92	45,79
65	3F	75KVA_296	68,84	1	5,99	62,32	6,23
66	3F	75KVA_465	82,60	1	3,71	53,34	5,33
67	3F	75KVA_7504	91,47	1	12,04	108,69	10,87
68	3F	75KVA_7666	37,90	1	5,09	58,04	5,80

*Anexo 2 Escenario 1*



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Nro.	Fases	kVA	Gd		Pérdidas (kW)	Pérdidas (MW-h/año)	Pérdidas k\$/año
			%	fp			
1	1F	5KVA_185	52,31	0,62	15,19	113,58	11,36
2	1F	10KVA_11467	53,55	0,62	25,30	222,36	22,24
3	1F	10kva_11998	89,83	0,62	27,12	226,24	22,62
4	1F	10KVA_12399	80,31	0,62	16,54	137,27	13,73
5	1F	10KVA_13318	76,18	0,62	11,71	109,96	11,00
6	1F	10KVA_236	19,18	0,62	11,70	113,90	11,39
7	1F	10KVA_393	62,96	0,62	30,61	265,30	26,53
8	1F	10KVA_723	12,57	0,62	19,68	152,67	15,27
9	1F	15KVA_100083	17,95	0,62	13,41	102,53	10,25
10	1F	15KVA_10243	28,47	0,62	13,60	113,57	11,36
11	1F	15KVA_10386	66,42	0,62	12,08	117,73	11,77
12	1F	15KVA_11798	80,50	0,62	19,56	154,39	15,44
13	1F	15KVA_11914	56,45	0,62	19,44	144,53	14,45
14	1F	15kva_12029	86,25	0,62	13,04	110,33	11,03
15	1F	15kva_12095	92,46	0,62	12,38	108,45	10,84
16	1F	15KVA_12302	70,87	0,62	20,10	151,60	15,16
17	1F	15KVA_12736	14,88	0,62	10,34	86,98	8,70
18	1F	15KVA_12821	28,72	0,62	16,57	152,86	15,29
19	1F	15KVA_12920	87,74	0,62	16,90	145,07	14,51
20	1F	15KVA_13035	95,53	0,62	18,14	161,70	16,17
21	1F	15KVA_13500	10,03	0,62	17,02	143,49	14,35
22	1F	15KVA_325	89,81	0,62	26,48	226,62	22,66
23	1F	15KVA_468	84,79	0,62	21,18	185,52	18,55
24	1F	15KVA_6729	16,87	0,62	17,39	124,21	12,42
25	1F	15KVA_7293	83,57	0,62	17,63	116,66	11,67
26	1F	15KVA_781	91,79	0,62	12,82	112,32	11,23
27	1F	25KVA_10350	80,80	0,62	12,31	78,08	7,81
28	1F	25KVA_10615	49,83	0,62	9,69	68,98	6,90
29	1F	25KVA_11600	96,99	0,62	17,04	160,54	16,05
30	1F	25KVA_12380	18,42	0,62	21,74	172,83	17,28
31	1F	25KVA_12433	84,38	0,62	20,45	175,75	17,58
32	1F	25KVA_12571	30,15	0,62	19,67	185,84	18,58
33	1F	25KVA_13155	49,94	0,62	11,79	103,28	10,33
34	1F	25KVA_13475	17,39	0,62	19,35	163,34	16,33
35	1f	25KVA_13660	14,40	0,62	30,05	263,22	26,32
36	1F	25KVA_22380	40,16	0,62	19,60	186,54	18,65
37	1F	25KVA_270	30,81	0,62	16,05	122,79	12,28
38	1F	25KVA_400	94,34	0,62	18,87	141,25	14,13



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



39	1F	25KVA_507	29,68	0,62	126,02	1082,37	108,24
40	1F	25KVA_65	45,09	0,62	37,56	328,58	32,86
41	1F	25KVA_66	67,83	0,62	27,55	241,30	24,13
42	1F	37,5KVA_10597	14,89	0,62	8,85	81,67	8,17
43	1F	37,5KVA_9862	59,27	0,62	23,50	210,04	21,00
44	1F	37.5_KVA_11668	83,93	0,62	10,34	99,92	9,99
45	1F	37.5KVA_12070	29,38	0,62	42,88	354,65	35,46
46	1F	37.5KVA_13198	43,96	0,62	10,59	99,20	9,92
47	1F	37.5KVA_167	50,41	0,62	26,49	225,79	22,58
48	1F	37.5KVA_195	37,79	0,62	20,91	171,35	17,13
49	1F	37.5KVA_267	35,61	0,62	47,35	376,00	37,60
50	1F	37.5KVA_7229	26,05	0,62	13,03	109,07	10,91
51	1F	37.5KVA_9973	36,08	0,62	18,70	131,72	13,17
52	1F	50KVA_11923	46,29	0,62	25,47	232,98	23,30
53	1F	50KVA_12301	78,44	0,62	28,06	236,32	23,63
54	1F	50KVA_12721	61,93	0,62	25,54	215,29	21,53
55	1F	50KVA_12981	36,89	0,62	25,38	233,96	23,40
56	1F	50KVA_13422	31,26	0,62	45,83	384,08	38,41
57	1F	50KVA_7457	74,86	0,62	30,89	288,26	28,83
58	3F	30KVA_12857	45,70	0,62	16,57	158,09	15,81
59	3F	15KVA_295	76,01	0,62	9,80	98,99	9,90
60	3F	30KVA_460	97,90	0,62	11,85	103,80	10,38
61	3F	30KVA_7428	49,53	0,62	17,04	110,80	11,08
62	3F	45KVA_7248	79,40	0,62	5,69	61,44	6,14
63	3F	50KVA_202	44,84	0,62	9,18	80,85	8,09
64	3F	50KVA_70	32,89	0,62	75,77	663,77	66,38
65	3F	75KVA_296	68,84	0,62	11,95	100,51	10,05
66	3F	75KVA_465	82,60	0,62	10,15	100,67	10,07
67	3F	75KVA_7504	91,47	0,62	18,87	148,12	14,81
68	3F	75KVA_7666	37,90	0,62	12,28	102,28	10,23

*Anexo 3 Escenario 3*



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Nro	Fase	kVA	Gd		Pérdidas (kW)	Pérdidas (MW-h/año)	Pérdidas k\$/año
			%	fp			
1	1F	5KVA_185	1,00	0,83	7,85	63,65	6,36
2	1F	10KVA_11467	1,00	0,98	23,54	235,37	23,54
3	1F	10kva_11998	1,00	0,90	21,06	176,95	17,70
4	1F	10KVA_12399	1,00	0,89	10,94	78,89	7,89
5	1F	10KVA_13318	1,00	0,95	8,88	60,75	6,08
6	1F	10KVA_236	1,00	0,84	7,88	58,50	5,85
7	1F	10KVA_393	1,00	0,94	25,42	212,80	21,28
8	1F	10KVA_723	1,00	0,84	12,26	96,78	9,68
9	1F	15KVA_100083	1,00	0,88	8,85	63,48	6,35
10	1F	15KVA_10243	1,00	0,91	6,94	62,17	6,22
11	1F	15KVA_10386	1,00	0,97	6,97	60,08	6,01
12	1F	15KVA_11798	1,00	0,84	13,41	97,40	9,74
13	1F	15KVA_11914	1,00	0,80	13,23	103,02	10,30
14	1F	15kva_12029	1,00	0,86	6,63	46,34	4,63
15	1F	15kva_12095	1,00	1,00	10,22	102,19	10,22
16	1F	15KVA_12302	1,00	0,98	13,64	101,91	10,19
17	1F	15KVA_12736	1,00	0,95	4,50	26,05	2,61
18	1F	15KVA_12821	1,00	0,88	11,37	93,42	9,34
19	1F	15KVA_12920	1,00	0,96	10,91	89,55	8,95
20	1F	15KVA_13035	1,00	0,92	12,27	98,50	9,85
21	1F	15KVA_13500	1,00	1,00	14,37	143,74	14,37
22	1F	15KVA_325	1,00	0,92	19,99	169,83	16,98
23	1F	15KVA_468	1,00	1,00	16,92	169,18	16,92
24	1F	15KVA_6729	1,00	0,92	9,88	80,25	8,03
25	1F	15KVA_7293	1,00	0,91	9,92	72,82	7,28
26	1F	15KVA_781	1,00	0,96	10,28	102,75	10,28
27	1F	25KVA_10350	1,00	0,80	3,41	30,17	3,02
28	1F	25KVA_10615	1,00	0,80	2,52	18,66	1,87
29	1F	25KVA_11600	1,00	0,86	12,55	106,09	10,61
30	1F	25KVA_12380	1,00	0,90	13,92	117,83	11,78
31	1F	25KVA_12433	1,00	0,98	14,43	126,36	12,64
32	1F	25KVA_12571	1,00	0,86	14,53	124,90	12,49
33	1F	25KVA_13155	1,00	0,83	10,02	100,17	10,02
34	1F	25KVA_13475	1,00	0,92	14,05	118,97	11,90
				94,5			
35	1f	25KVA_13660	1,00	0	23,15	231,54	23,15
36	1F	25KVA_22380	1,00	0,80	15,54	120,26	12,03
37	1F	25KVA_270	1,00	0,95	7,55	65,01	6,50



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



38	1F	25KVA_400	1,00	0,84	12,05	96,11	9,61
39	1F	25KVA_507	1,00	0,92	118,85	1042,75	104,28
40	1F	25KVA_65	1,00	0,94	32,06	269,47	26,95
41	1F	25KVA_66	1,00	0,98	23,00	229,97	23,00
42	1F	37,5KVA_10597	1,00	0,82	3,03	18,95	1,90
43	1F	37,5KVA_9862	1,00	0,90	18,42	153,30	15,33
		37.5_KVA_1166					
44	1F	8	1,00	0,84	4,23	38,04	3,80
45	1F	37.5KVA_12070	1,00	0,86	36,05	300,38	30,04
46	1F	37.5KVA_13198	1,00	0,96	5,20	36,26	3,63
47	1F	37.5KVA_167	1,00	0,80	21,02	177,90	17,79
48	1F	37.5KVA_195	1,00	0,85	15,32	121,85	12,18
49	1F	37.5KVA_267	1,00	0,79	38,16	332,96	33,30
50	1F	37.5KVA_7229	1,00	0,89	8,27	59,53	5,95
51	1F	37.5KVA_9973	1,00	0,94	10,21	88,58	8,86
52	1F	50KVA_11923	1,00	0,82	20,93	173,78	17,38
53	1F	50KVA_12301	1,00	0,80	21,91	182,72	18,27
54	1F	50KVA_12721	1,00	0,91	19,91	170,44	17,04
55	1F	50KVA_12981	1,00	0,89	20,63	175,49	17,55
56	1F	50KVA_13422	1,00	0,85	37,38	326,32	32,63
57	1F	50KVA_7457	1,00	0,89	26,77	228,09	22,81
58	3F	30KVA_12857	1,00	0,87	10,94	91,47	9,15
59	3F	15KVA_295	1,00	0,80	5,15	40,95	4,09
60	3F	30KVA_460	1,00	0,83	10,06	100,62	10,06
61	3F	30KVA_7428	1,00	0,88	9,64	66,72	6,67
62	3F	45KVA_7248	1,00	0,79	1,60	6,11	0,61
63	3F	50KVA_202	1,00	0,83	5,64	41,69	4,17
64	3F	50KVA_70	1,00	0,88	52,68	526,78	52,68
65	3F	75KVA_296	1,00	0,95	5,61	42,86	4,29
66	3F	75KVA_465	1,00	0,94	6,25	36,63	3,66
67	3F	75KVA_7504	1,00	0,80	13,67	103,12	10,31
68	3F	75KVA_7666	1,00	0,96	5,18	47,81	4,78

*Anexo 4 Escenario 3*



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Nro.	Fases	kVA	Gd		Pérdidas (kW)	Pérdidas (MW-h/año)	Pérdidas k\$/año
			%	fp			
1	1F	5KVA_185	1,00	1,00	5,22	37,43	3,74
2	1F	10KVA_11467	1,00	1,00	23,26	203,72	20,37
3	1F	10kva_11998	1,00	1,00	17,86	156,41	15,64
4	1F	10KVA_12399	1,00	1,00	6,59	49,90	4,99
5	1F	10KVA_13318	1,00	1,00	4,37	32,47	3,25
6	1F	10KVA_236	1,00	1,00	3,98	35,08	3,51
7	1F	10KVA_393	1,00	1,00	22,29	187,73	18,77
8	1F	10KVA_723	1,00	1,00	8,53	75,25	7,53
9	1F	15KVA_100083	1,00	1,00	4,67	37,70	3,77
10	1F	15KVA_10243	1,00	1,00	4,67	29,03	2,90
11	1F	15KVA_10386	1,00	1,00	4,45	29,39	2,94
12	1F	15KVA_11798	1,00	1,00	8,65	68,12	6,81
13	1F	15KVA_11914	1,00	1,00	9,19	68,81	6,88
14	1F	15kva_12029	1,00	1,00	2,57	20,07	2,01
15	1F	15kva_12095	1,00	1,00	10,22	89,51	8,95
16	1F	15KVA_12302	1,00	1,00	8,97	80,95	8,10
17	1F	15KVA_12736	1,00	1,00	0,13	1,02	0,10
18	1F	15KVA_12821	1,00	1,00	7,86	64,77	6,48
19	1F	15KVA_12920	1,00	1,00	8,49	68,91	6,89
20	1F	15KVA_13035	1,00	1,00	9,58	73,53	7,35
21	1F	15KVA_13500	1,00	1,00	14,37	124,95	12,49
22	1F	15KVA_325	1,00	1,00	16,95	142,71	14,27
23	1F	15KVA_468	1,00	1,00	16,92	148,20	14,82
24	1F	15KVA_6729	1,00	1,00	7,26	54,62	5,46
25	1F	15KVA_7293	1,00	1,00	6,20	47,36	4,74
26	1F	15KVA_781	1,00	1,00	10,16	90,00	9,00
27	1F	25KVA_10350	1,00	1,00	1,05	3,60	0,36
28	1F	25KVA_10615	1,00	1,00	0,57	4,04	0,40
29	1F	25KVA_11600	1,00	1,00	10,16	82,38	8,24
30	1F	25KVA_12380	1,00	1,00	11,73	98,01	9,80
31	1F	25KVA_12433	1,00	1,00	11,99	99,16	9,92
32	1F	25KVA_12571	1,00	1,00	12,07	104,67	10,47
33	1F	25KVA_13155	1,00	1,00	10,02	87,75	8,77
34	1F	25KVA_13475	1,00	1,00	10,81	89,08	8,91
35	1f	25KVA_13660	1,00	1,00	20,78	182,05	18,20
36	1F	25KVA_22380	1,00	1,00	12,06	100,23	10,02
37	1F	25KVA_270	1,00	1,00	4,36	31,61	3,16
38	1F	25KVA_400	1,00	1,00	8,06	64,38	6,44



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



39	1F	25KVA_507	1,00	1,00	115,76	1013,60	101,36
40	1F	25KVA_65	1,00	1,00	28,02	244,67	24,47
41	1F	25KVA_66	1,00	1,00	22,02	182,94	18,29
42	1F	37,5KVA_10597	1,00	1,00	0,16	1,11	0,11
43	1F	37,5KVA_9862	1,00	1,00	14,92	126,22	12,62
44	1F	37.5_KVA_11668	1,00	1,00	2,23	14,20	1,42
45	1F	37.5KVA_12070	1,00	1,00	32,20	273,13	27,31
46	1F	37.5KVA_13198	1,00	1,00	2,07	9,13	0,91
47	1F	37.5KVA_167	1,00	1,00	17,91	153,11	15,31
48	1F	37.5KVA_195	1,00	1,00	11,24	94,34	9,43
49	1F	37.5KVA_267	1,00	1,00	35,76	303,35	30,33
50	1F	37.5KVA_7229	1,00	1,00	4,82	40,01	4,00
51	1F	37.5KVA_9973	1,00	1,00	7,56	59,84	5,98
52	1F	50KVA_11923	1,00	1,00	17,09	146,61	14,66
53	1F	50KVA_12301	1,00	1,00	17,68	154,64	15,46
54	1F	50KVA_12721	1,00	1,00	16,78	137,32	13,73
55	1F	50KVA_12981	1,00	1,00	17,40	140,31	14,03
56	1F	50KVA_13422	1,00	1,00	34,46	303,82	30,38
57	1F	50KVA_7457	1,00	1,00	23,82	198,32	19,83
58	3F	30KVA_12857	1,00	1,00	8,10	70,27	7,03
59	3F	15KVA_295	1,00	1,00	2,51	18,51	1,85
60	3F	30KVA_460	1,00	1,00	10,06	88,08	8,81
61	3F	30KVA_7428	1,00	1,00	5,44	45,66	4,57
62	3F	45KVA_7248	1,00	1,00	1,41	12,56	1,26
63	3F	50KVA_202	1,00	1,00	1,92	6,94	0,69
64	3F	50KVA_70	1,00	1,00	50,52	442,52	44,25
65	3F	75KVA_296	1,00	1,00	3,13	20,75	2,07
66	3F	75KVA_465	1,00	1,00	1,40	10,53	1,05
67	3F	75KVA_7504	1,00	1,00	9,75	80,37	8,04
68	3F	75KVA_7666	1,00	1,00	3,08	13,04	1,30

*Anexo 5 Escenario 4*



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



Nro.	Fases	kVA	(Gd%)	fp	Pérdidas (kW)	Pérdidas (MW-h/año)	Pérdidas k\$/año
1	1F	5KVA_185	1,00	0,62	9,34	63,41	6,34
2	1F	10KVA_11467	1,00	0,62	25,01	206,22	20,62
3	1F	10kva_11998	1,00	0,62	24,70	222,87	22,29
4	1F	10KVA_12399	1,00	0,62	8,71	73,55	7,36
5	1F	10KVA_13318	1,00	0,62	7,61	56,95	5,69
6	1F	10KVA_236	1,00	0,62	6,72	49,44	4,94
7	1F	10KVA_393	1,00	0,62	29,06	247,44	24,74
8	1F	10KVA_723	1,00	0,62	15,55	139,07	13,91
9	1F	15KVA_100083	1,00	0,62	7,26	50,02	5,00
10	1F	15KVA_10243	1,00	0,62	9,70	103,89	10,39
11	1F	15KVA_10386	1,00	0,62	9,16	107,56	10,76
12	1F	15KVA_11798	1,00	0,62	13,58	96,20	9,62
13	1F	15KVA_11914	1,00	0,62	12,48	100,28	10,03
14	1F	15kva_12029	1,00	0,62	10,57	92,85	9,29
15	1F	15kva_12095	1,00	0,62	10,62	93,04	9,30
16	1F	15KVA_12302	1,00	0,62	13,15	91,71	9,17
17	1F	15KVA_12736	1,00	0,62	5,94	65,31	6,53
18	1F	15KVA_12821	1,00	0,62	14,54	132,14	13,21
19	1F	15KVA_12920	1,00	0,62	11,92	82,30	8,23
20	1F	15KVA_13035	1,00	0,62	12,05	90,62	9,06
21	1F	15KVA_13500	1,00	0,62	15,26	125,95	12,59
22	1F	15KVA_325	1,00	0,62	19,13	166,16	16,62
23	1F	15KVA_468	1,00	0,62	19,42	170,12	17,01
24	1F	15KVA_6729	1,00	0,62	12,16	118,15	11,82
25	1F	15KVA_7293	1,00	0,62	12,95	120,60	12,06
26	1F	15KVA_781	1,00	0,62	10,43	99,00	9,90
27	1F	25KVA_10350	1,00	0,62	7,70	72,50	7,25
28	1F	25KVA_10615	1,00	0,62	6,65	63,86	6,39
29	1F	25KVA_11600	1,00	0,62	11,95	102,03	10,20
30	1F	25KVA_12380	1,00	0,62	13,19	107,37	10,74
31	1F	25KVA_12433	1,00	0,62	14,91	119,86	11,99
32	1F	25KVA_12571	1,00	0,62	18,08	163,17	16,32
33	1F	25KVA_13155	1,00	0,62	10,03	87,87	8,79
34	1F	25KVA_13475	1,00	0,62	18,95	163,96	16,40
35	1f	25KVA_13660	1,00	0,62	28,29	247,82	24,78
36	1F	25KVA_22380	1,00	0,62	13,85	115,05	11,50
37	1F	25KVA_270	1,00	0,62	8,45	51,91	5,19
38	1F	25KVA_400	1,00	0,62	14,90	132,52	13,25
39	1F	25KVA_507	1,00	0,62	123,01	1077,14	107,71



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
 Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS**  
**APLICADAS**  
**CARRERA DE ELECTRICIDAD**



40	1F	25KVA_65	1,00	0,62	35,11	315,09	31,51
41	1F	25KVA_66	1,00	0,62	25,79	225,89	22,59
42	1F	37,5KVA_10597	1,00	0,62	7,15	57,31	5,73
43	1F	37,5KVA_9862	1,00	0,62	20,61	195,52	19,55
44	1F	37.5_KVA_11668	1,00	0,62	8,82	84,81	8,48
45	1F	37.5KVA_12070	1,00	0,62	38,84	344,75	34,48
46	1F	37.5KVA_13198	1,00	0,62	6,21	75,72	7,57
47	1F	37.5KVA_167	1,00	0,62	20,56	164,08	16,41
48	1F	37.5KVA_195	1,00	0,62	14,73	113,21	11,32
49	1F	37.5KVA_267	1,00	0,62	42,24	371,67	37,17
50	1F	37.5KVA_7229	1,00	0,62	10,42	109,42	10,94
51	1F	37.5KVA_9973	1,00	0,62	12,38	127,29	12,73
52	1F	50KVA_11923	1,00	0,62	20,62	170,00	17,00
53	1F	50KVA_12301	1,00	0,62	22,92	228,61	22,86
54	1F	50KVA_12721	1,00	0,62	22,46	204,68	20,47
55	1F	50KVA_12981	1,00	0,62	23,55	208,43	20,84
56	1F	50KVA_13422	1,00	0,62	38,84	316,05	31,60
57	1F	50KVA_7457	1,00	0,62	28,19	271,03	27,10
58	3F	30KVA_12857	1,00	0,62	11,57	87,77	8,78
59	3F	15KVA_295	1,00	0,62	4,61	41,45	4,14
60	3F	30KVA_460	1,00	0,62	10,09	88,39	8,84
61	3F	30KVA_7428	1,00	0,62	8,70	62,27	6,23
62	3F	45KVA_7248	1,00	0,62	5,75	50,58	5,06
63	3F	50KVA_202	1,00	0,62	5,44	31,75	3,18
64	3F	50KVA_70	1,00	0,62	74,01	648,37	64,84
65	3F	75KVA_296	1,00	0,62	5,24	38,12	3,81
66	3F	75KVA_465	1,00	0,62	6,96	85,94	8,59
67	3F	75KVA_7504	1,00	0,62	14,96	149,62	14,96
68	3F	75KVA_7666	1,00	0,62	10,04	80,28	8,03

*Anexo 6 Escenario 5*