



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE GUAYAQUIL  
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**ESTUDIO DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE  
TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN EL SECTOR  
GUASMO SUR GUAYAQUIL**

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

AUTOR: YEPEZ VILEMA ÁNGEL WILMER

TUTOR: JULIO M. SILVA BECHERAN. MSC.

Guayaquil-Ecuador

2024

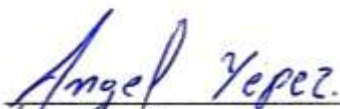
## **CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Yo, Ángel Wilmer Yepez Vilema con documento de identificación N° 0928821024 manifiesto que:

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

Guayaquil, 25 de septiembre del año 2024.

Atentamente,



Ángel Wilmer Yepez Vilema

0928821024

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

Yo, Ángel Wilmer Yepez Vilema con documento de identificación No. 0928821024, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo académico: “Estudio de pérdidas en sistemas de transmisión Eléctrica en el Sector Guasmo Sur Guayaquil”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Guayaquil, 25 de septiembre del año 2024.

Atentamente,

  
Ángel Wilmer Yepez Vilema

0928821024

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Julio Manuel Silva Becheran con documento de identificación N.º 0959623422 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: " **ESTUDIO DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN EL SECTOR GUASMO SUR GUAYAQUIL**", realizado por Ángel Wilmer Yepez Vilema con número de identificación N.º 0928821024, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo académico que cumple con todos los requisitos determinados por la universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 25 de septiembre del 2024.

Atentamente;



---

Julio Manuel Silva Becheran  
0959623422

# Estudio de pérdidas en sistemas de transmisión eléctrica en el sector Guasmo sur Guayaquil

Ángel Wilmer Yopez Vilema  
Universidad Politécnica Salesiana

Julio M Silva Becheran. MsC  
Tutor. Docente Universidad Politécnica Salesiana

**Resumen** - La transmisión de energía eléctrica es crucial para llevar la electricidad desde las plantas generadoras a los consumidores, pero este proceso conlleva pérdidas que afectan la eficiencia y los costos operativos. En el sector Guasmo Sur de Guayaquil, las líneas de transmisión de 230 kV son esenciales para la distribución eléctrica. El objetivo de este estudio es analizar y minimizar las pérdidas en estas líneas.

Utilizando la herramienta DIGSILENT PowerFactory, se creó un diagrama unifilar de la red de transmisión. Esta red tiene una distancia de 10 km, comenzando en la subestación Sur Guayaquil, ubicada cerca de la intersección de la avenida 25 de Julio y calle 40. La línea de transmisión se extiende hacia el noroeste, cruzando zonas industriales y comerciales, y finaliza en el punto de distribución en la intersección de la avenida Domingo Comín y calle 47. Con una entrada de 230 kV y una salida de 13.8 kV, se realizaron simulaciones para identificar las pérdidas por efecto Joule, considerando una distancia de 10 metros entre cada conductor y un radio de 40mm.

Para abordar estas pérdidas, se propuso la instalación de bancos de capacitores para mejorar el factor de potencia. La instalación de un banco de 10 MVAR se prevé que reduzca significativamente las pérdidas y mejore la eficiencia del sistema. El costo inicial de la instalación es de \$120,000, con costos anuales de mantenimiento de \$2,000. Los beneficios económicos incluyen una reducción en pérdidas energéticas, costos operativos y penalizaciones por bajo factor de potencia, con un ahorro anual total estimado en \$74,355. Esto proporciona un retorno de inversión (ROI) de aproximadamente 60.3%, con un período de recuperación de 2 años.

En conclusión, el estudio demuestra que la mejora del factor de potencia mediante la instalación de bancos de capacitores optimiza la eficiencia de la transmisión eléctrica, reduce costos y mejora la confiabilidad del suministro eléctrico en el sector Guasmo Sur.

**Palabras Claves:** Transmisión de energía eléctrica, líneas de alta tensión, eficiencia energética, reducción de pérdidas, sistemas de potencia.

**Abstract** - The transmission of electric power is crucial for delivering electricity from generating plants to consumers, but this process involves losses that affect efficiency and operational costs. In the Guasmo Sur sector of Guayaquil, the 230 kV transmission lines are essential for electrical distribution, and the objective of this study is to analyze and minimize losses in these lines.

Using the DIGSILENT PowerFactory tool, a single-line diagram of the transmission network was created, characterized by a distance of 10 km, starting from the Sur Guayaquil substation located near the intersection of 25 de Julio Avenue and 40th Street. This route follows the transmission line extending northwest, crossing industrial and commercial areas of the sector, and ends at the distribution point at the intersection of Domingo Comín Avenue and 47th Street. With an input of 230 kV and an output of 13.8 kV, simulations were conducted to identify losses due to the Joule effect and corona effect, employing a distance of 10 meters between each conductor and a radius of 40 mm, resulting in 125 kV due to the Joule effect and 10.869 kV due to the corona effect.

To address these issues, the installation of capacitor banks was proposed to improve the power factor. The installation of a 10 MVAR bank is expected to significantly reduce losses and enhance system efficiency. The initial installation cost is \$120,000, with annual maintenance costs of \$2,000. The economic benefits include a reduction in energy losses, operational costs, and penalties for low power factor, with a total estimated annual savings of \$74,355. This provides a return on investment (ROI) of approximately 60.3%, with a payback period of two years.

In conclusion, the study demonstrates that improving the power factor through the installation of capacitor banks optimizes the efficiency of electric transmission, reduces costs, and enhances the reliability of the electric supply in the Guasmo Sur sector.

**Keywords:** Electric power transmission, high voltage lines, energy efficiency, loss minimization, power electric systems.

**Introducción** - La transmisión de energía eléctrica es un componente fundamental en la infraestructura urbana, permitiendo la entrega eficiente de la electricidad generada en las plantas hasta los puntos de consumo. Sin embargo, durante este proceso, se producen pérdidas de energía inevitables que pueden afectar tanto la eficiencia operativa del sistema como los costos asociados.

En el sector Guasmo Sur de Guayaquil, las líneas de transmisión de 230 kV juegan un rol clave en la distribución de energía a una amplia zona urbana. Dada la criticidad de estas líneas, es imperativo analizar y minimizar las pérdidas que ocurren durante la transmisión. Este estudio se centra en la evaluación de las pérdidas en las líneas de alta tensión de 230 kV en esta región, empleando la herramienta avanzada DIgSILENT para la elaboración de diagramas unifilares y la ejecución de simulaciones precisas.

El objetivo principal de esta investigación es identificar y cuantificar las pérdidas en las líneas de transmisión de 230 kV en el sector Guasmo Sur, proporcionando información técnica y recomendaciones para optimizar la eficiencia del sistema y así encontrar un mejor rendimiento de este.

La literatura existente proporciona un panorama extenso sobre los principios y tecnologías relacionadas con la transmisión de energía eléctrica. Se ofrece una visión comprensiva de los principios y aplicaciones de la transmisión y distribución de energía, abordando tanto los fundamentos teóricos como las aplicaciones prácticas de los sistemas de transmisión. Lo cual se amplía este conocimiento con su enfoque en ingeniería de alta tensión, explorando tanto los fundamentos como las tecnologías emergentes en el campo. [1]

Discute la estabilidad y control de sistemas de energía, proporcionando herramientas y métodos para la gestión eficaz de la transmisión y la minimización de pérdidas. Este fundamento aporta bases esenciales en ingeniería de alta tensión, que son clave para comprender los desafíos asociados a las líneas de transmisión de alta tensión.

## **Marco Teórico**

### (1) Fundamentos de Transmisión Eléctrica

Segundo Aguilar, en su libro "Fundamentos de Sistemas Eléctricos de Potencia", aborda de manera exhaustiva los principios fundamentales de la transmisión de energía eléctrica mediante líneas de alta tensión. Aguilar explica cómo este proceso es crucial para asegurar que la electricidad se transporte de manera eficiente desde las plantas generadoras hasta los centros de consumo, minimizando las pérdidas de energía en el camino. Este enfoque no solo es esencial para garantizar un suministro eléctrico confiable, sino también para optimizar los costos operativos asociados con la distribución de energía a gran escala. [2]

## (2) Pérdidas en la Transmisión

Tradicionalmente, las pérdidas de potencia del sistema de transmisión son representadas como una función cuadrática de las potencias de generación, con coeficientes constantes dados por matrices denominadas como matrices B-coeficientes.[3]

Las pérdidas en las líneas de transmisión pueden ser categorizadas en pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas son aquellas inherentes al proceso de transmisión, como las debidas a la resistencia de los conductores, efecto corona, y pérdidas dieléctricas.

Las pérdidas no técnicas, en cambio, pueden ser causadas por factores externos como robos de energía o errores de medición.[4]

## (3) Pérdidas técnicas y no técnicas

El Reglamento a la Ley de Electricidad artículo 57, nos señala que tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas en los sistemas de distribución deben ser cuantificadas y reportadas conforme a las normativas vigentes. Además, establece los criterios para calcular dichas pérdidas y detalla las obligaciones de los operadores del sistema. [5]

Las pérdidas técnicas constituyen la porción de energía que no es suministrada al usuario, pero que es requerida para su operación esta se pierde en los equipos, redes y demás elementos que conforman el sistema de distribución, estos sirven para conducir y transformar la energía (transformadores), estos métodos son medibles y estimables, la medición se la realiza en campo con la herramienta especializada y designada para dicho objetivo. [6]

Las pérdidas no técnicas son la energía consumida y no facturada, se deben a ineficiencias en los sistemas de medición y facturación, fraude y robo.[7]

## (4) Pérdidas por Efecto Joule

Las pérdidas por efecto Joule, también conocidas como pérdidas resistivas, son causadas por la resistencia de los conductores. [8]

Las pérdidas por efecto Joule se producen cuando la corriente eléctrica encuentra dificultad al momento de circular por un conductor, esto depende de cada material a lo que se conoce como resistencia eléctrica este fenómeno está presente en todos los conductores cuando hay flujo de electricidad.[9]

La potencia perdida  $P_{Joule}$  en una línea de transmisión se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$P_{Joule} = (I)^2 (R)$$

Donde:

- I es la corriente que fluye por la línea en amperios (A).
- R es la resistencia del conductor en ohmios ( $\Omega$ ).
- P es la potencia perdida en vatios (W)

En el análisis de pérdidas en un sistema de transmisión eléctrica, se ha priorizado el efecto Joule como el principal factor a considerar. Este efecto, que se manifiesta como la generación de calor en los conductores debido a la resistencia eléctrica, es fundamental para calcular las pérdidas de energía durante el transporte de electricidad. Aunque otros fenómenos, como el efecto corona y las pérdidas por radiación, también pueden influir en la eficiencia del sistema, este estudio se centra exclusivamente en el efecto Joule, ya que representa la mayor parte de las pérdidas en las líneas de transmisión de alta tensión. Al enfocarnos en este efecto, podemos obtener una evaluación más precisa y relevante de la eficiencia del sistema, lo que facilita la identificación de oportunidades para mejorar el rendimiento y reducir costos operativos.

#### (5) Gases de efecto invernadero

El efecto Joule, que describe el calentamiento de un conductor debido a la resistencia eléctrica cuando una corriente fluye a través de él, contribuye a las pérdidas energéticas en sistemas eléctricos. Estas pérdidas no solo afectan la eficiencia del sistema, sino que también tienen implicaciones indirectas en la generación de gases de efecto invernadero. A medida que se aumenta la generación de energía para compensar las pérdidas por efecto Joule, se incrementa la emisión de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero, especialmente cuando la generación de electricidad proviene de fuentes fósiles. De este modo, una mayor eficiencia en la reducción de pérdidas resistivas no solo mejora el desempeño del sistema eléctrico, sino que también contribuye a mitigar el impacto ambiental al disminuir la necesidad de generación adicional y las correspondientes emisiones de gases de efecto invernadero.[10]

#### (6) Tabla de factor k para la corrección del factor de potencia en bancos capacitores.

La tabla de factor k es una herramienta útil para la selección eficiente de bancos de capacitores al proporcionar un método estandarizado para calcular la capacidad necesaria para corregir el factor de potencia. Facilita el diseño del sistema de corrección y asegura que el factor de potencia se ajuste a los valores deseados, mejorando la eficiencia del sistema eléctrico y reduciendo costos asociados a penalizaciones por bajo factor de potencia.

Factor K (kvar/kW)													
COS <sub>cp</sub> final													
cos inicial	0,80	85,00	90,00	91,00	92,00	93,00	94,00	95,00	96,00	97,00	98,00	99,00	1,00
0,60	0,6	0.714	0.849	0.878	0.907	0.938	0.970	1.005	1.042	1.083	1.130	1.191	1.333
0,61	0.549	0.679	0.815	0.843	0.873	0.904	0.936	0.970	1.007	1.048	1.096	1.157	1.299
0,62	0.515	0.646	0.781	0.810	0.839	0.870	0.903	0.937	0.974	1.015	1.062	1.123	1.265
0,63	0.483	0.613	0.748	0.777	0.807	0.837	0.870	0.904	0.941	0.982	1.030	1.090	1.233
0,64	0.451	0.581	0.716	0.745	0.775	0.805	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.058	1.201
0,65	0.419	0.549	0.685	0.714	0.743	0.774	0.806	0.840	0.877	0.919	0.966	1.027	1.169
0,66	0.388	0.519	0.654	0.683	0.712	0.743	0.775	0.810	0.847	0.888	0.935	0.996	1.138
0,67	0.358	0.488	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.966	1.108
0,68	0.328	0.459	0.594	0.623	0.652	0.683	0.715	0.750	0.787	0.828	0.875	0.936	1.078
0,69	0.299	0.429	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.907	1.049
0,70	0.270	0.400	0.536	0.565	0.594	0.625	0.657	0.692	0.729	0.770	0.817	0.878	1.020
0,71	0.242	0.372	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992
0,72	0.214	0.344	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0,73	0.186	0.316	0.452	0.481	0.510	0.541	0.573	0.608	0.645	0.686	0.733	0.794	0.936
0,74	0.159	0.289	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.766	0.909
0,75	0.132	0.262	0.398	0.426	0.456	0.487	0.519	0.553	0.590	0.631	0.679	0.739	0.882
0,76	0.105	0.235	0.371	0.400	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.605	0.652	0.713	0.855
0,77	0.079	0.209	0.344	0.373	0.403	0.433	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.686	0.829
0,78	0.052	0.183	0.318	0.347	0.376	0.407	0.439	0.474	0.511	0.552	0.599	0.660	0.802
0,79	0.026	0.156	0.292	0.320	0.350	0.381	0.413	0.447	0.484	0.525	0.573	0.634	0.776
0,80		0.130	0.266	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.608	0.750
0,81		0.104	0.240	0.268	0.298	0.329	0.361	0.395	0.432	0.473	0.521	0.581	0.724
0,82		0.078	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.556	0.698
0,83		0.052	0.188	0.216	0.246	0.277	0.309	0.343	0.380	0.421	0.469	0.530	0.672
0,84		0.026	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646
0,85			0.135	0.164	0.194	0.225	0.257	0.291	0.328	0.369	0.417	0.477	0.620
0,86			0.109	0.138	0.167	0.198	0.230	0.265	0.302	0.343	0.390	0.451	0.593
0,87			0.082	0.111	0.141	0.172	0.204	0.238	0.275	0.316	0.364	0.424	0.567
0,88			0.055	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540
0,89			0.028	0.057	0.086	0.117	0.149	0.184	0.221	0.262	0.309	0.370	0.512
0,90				0.029	0.058	0.089	0.121	0.156	0.193	0.234	0.281	0.342	0.484

Tabla 1.

Fuente: Adaptado de [11]

## Metodología

Utilizamos un enfoque cuantitativo descriptivo para analizar y mitigar las pérdidas en las líneas de transmisión del sistema.[12] Inicialmente, identificamos diversas pérdidas asociadas a efectos específicos en las líneas de transmisión. Para abordar este problema, se realizaron cálculos detallados con el objetivo de minimizar estas pérdidas. Una de las medidas implementadas fue la compensación reactiva en la sección de carga del sistema, lo cual resultó en una mejora significativa tanto en el factor de potencia como en la calidad del voltaje en la línea.

Además, empleamos el software DIGSILENT Power Factory para modelar y analizar el sector Guasmo Sur. Este software facilitó la identificación de puntos críticos en el sistema mediante la generación de diagramas de flujo detallados, lo que permitió ubicar y cuantificar las pérdidas en cada tramo de la línea. A través de simulaciones, se calcularon las pérdidas asociadas al efecto Joule, proporcionando valores precisos para cada segmento de la línea. DIGSILENT PowerFactory también permitió calcular las cargas a diferentes distancias y determinó la pérdida total del sistema. Estos datos fueron fundamentales para ajustar y realizar cálculos precisos sobre las pérdidas por efecto Joule en el sistema.

A continuación, se detallan las características y valores del diagrama unifilar, incluyendo tanto los valores de DIGSILENT Power Factory como los datos proporcionados desde la subestación Guasmo sur dados por Geoportal CNEL EP[13].

Líneas del sistema									
NOMBRE DE LÍNEA	IRADO KA	Z1 OHMIO	PHIZ 1 GRADO	R1 OHMIO	X1 OHMIO	R0 OHMIO	X0 OHMIO	K0	PHIK 0 GRADOS
LÍNEA TRANSMISION	1	3,07335	64,31565	1,33203	2,76969	2,65713	8,01738	0,5870	11,51277
LÍNEA DISTRIBUCION	0,104	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0	0

Tabla 2.

Fuente: Elaboración propia.

Se observan los datos reales de la línea, obtenidos previamente mediante la página Geoportal CNEL EP Esta herramienta facilita la identificación de la ubicación geográfica, la distancia precisa y los componentes relevantes de la línea de transmisión.

Datos de línea									
NOMBRE DE LÍNEA	IDT VOLTAJE KV	CORRIENTE DE RAT	FRECUENCIA NOMINAL HZ	R (AC 20°C) OHMIO/KM	X' OHMIO/KM	L' MH/KM	R0(AC) OHMIO/KM	X0(AC) OHMIO/KM	L0(AC) OHMIO/KM
LÍNEA TRANSMISION	230,0	0,104	60,0	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LÍNEA DISTRIBUCION	13,8	1,0	60,0	0,19029	0,39567	1,049	0,37959	1,14534	3,03810

Tabla 3.

Fuente: Elaboración propia.

Carga conectada al sistema					
CARGA TOTAL	TERMINAL	TECNOLOGIA	POTENCIA NOMINAL MVA	R0 P. U	X0 P. U
63%	Terminal (3)	3PH-D	100,00	0,01	0,1

Tabla 4.

Fuente: Elaboración propia.

## 1. Creación del Diagrama Unifilar

Para el análisis de pérdidas en el sector Guasmo Sur, se utilizó DIGSILENT PowerFactory para crear un diagrama unifilar de la red de transmisión de 230 kV. Este diagrama identificó los puntos inicial y final del sector, así como los principales componentes de la red. [2]

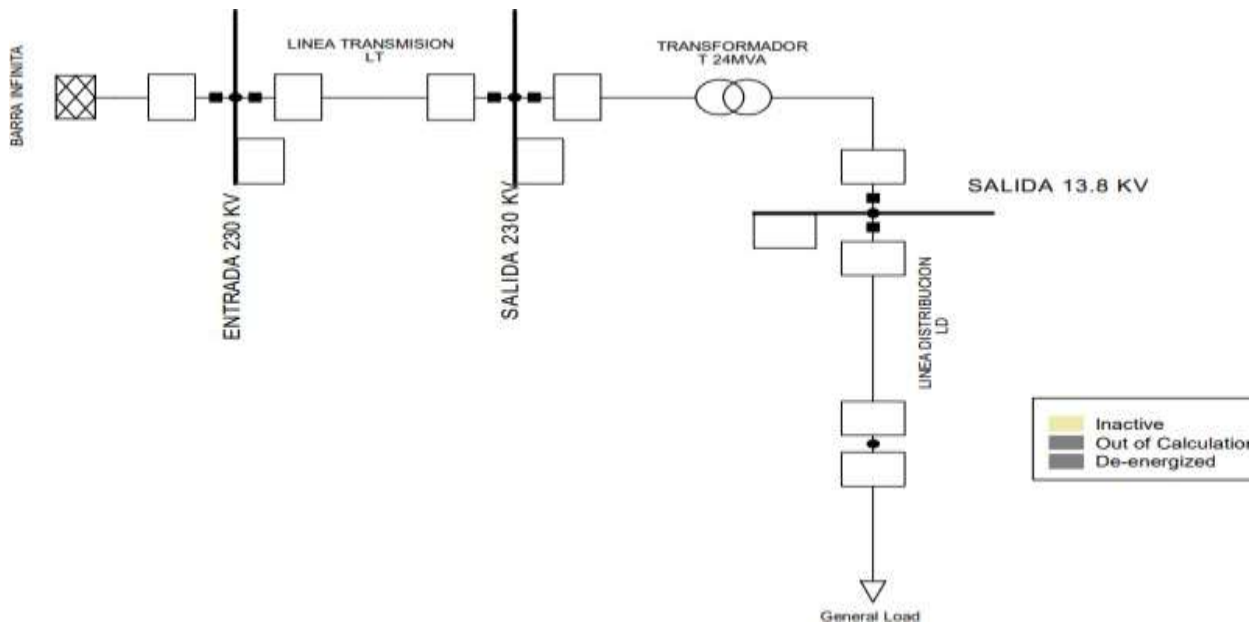


Figura 1.

Fuente: DIGSILENT PowerFactory-Elaboración propia.

## 2. Evaluación en condiciones normales de suministros eléctricos

En el diagrama unifilar mostrado se observa que, al poner en marcha el sistema, el factor de potencia en la salida de 13.8 kV de la subestación es bajo, llegando hasta 0.8. Esto afecta directamente al transformador, que está operando a más del 80% de su capacidad. Para asegurar la confiabilidad del sistema y prevenir daños en los equipos, altos costos de facturación para los clientes y una disminución en la viabilidad del Sistema de Distribución, se deben implementar las correcciones necesarias.

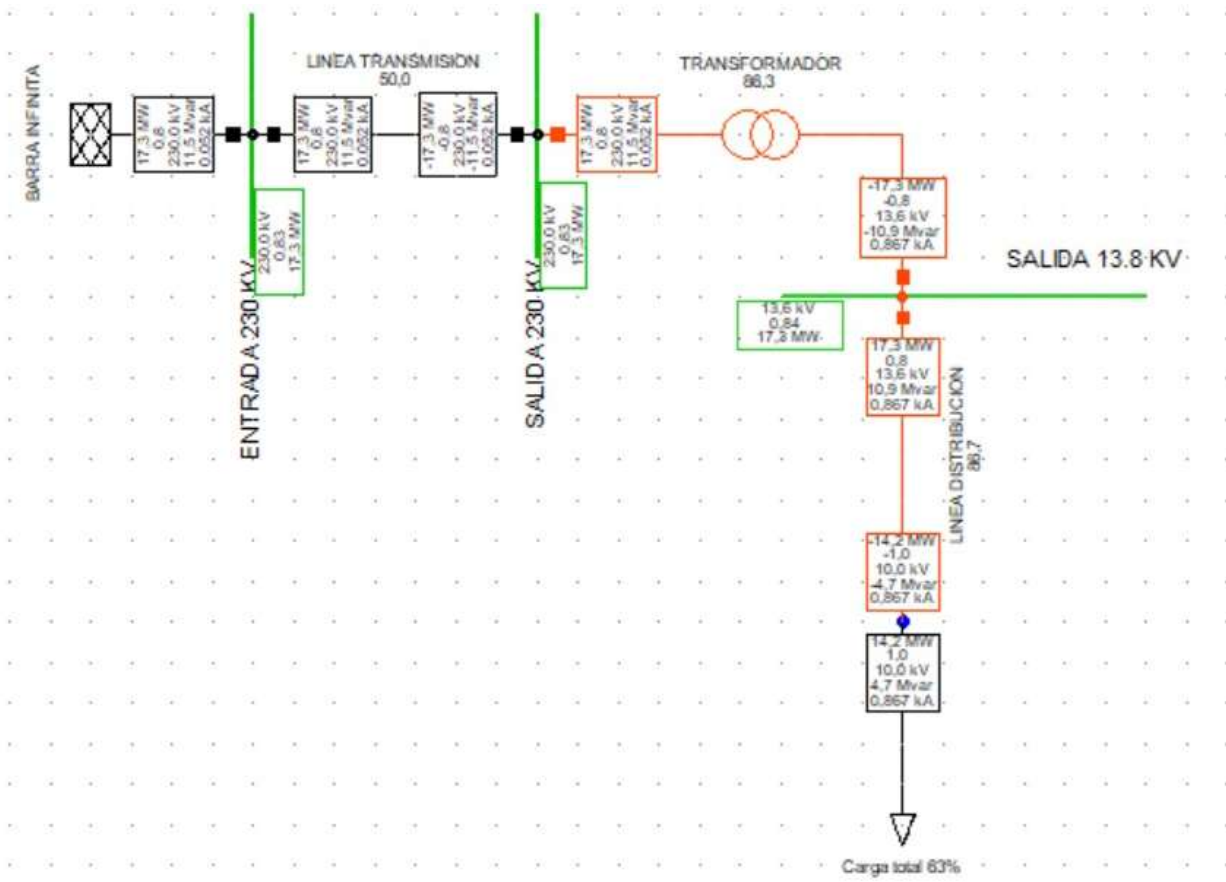


Figura 2.

Fuente: DIGSILENT PowerFactory-Elaboración propia.

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.6	Project: Date: 8/13/2024					
Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange								
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence No						
Automatic Tap Adjust of Transformers No		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes 1,00 kVA						
Consider Reactive Power Limits No		Model Equations 0,10 %						
Grid: SUBESTACION 25 JULIO System Stage: SUBESTACION 25		Study Case: Study Case Annex: / 1						
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
ENTRADA 230 KV 230,00	1,00 230,00 0,00							
Cub_1 /Xnet	BARRA INFINITA	17,12	3,59	0,98	0,04	42,22	Sk": 10000,00 MVA	
Cub_2 /Lne	LINEA TRANSMISION	17,12	3,59	0,98	0,04	42,22	Pv: 2,89 kW	cLod: -0,00 Mvar L: 10,00 km
SALIDA 230 KV 230,00	1,00 229,96 0,00							
Cub_1 /Lne	LINEA TRANSMISION	-17,12	-3,59	-0,98	0,04	42,22	Pv: 2,89 kW	cLod: -0,00 Mvar L: 10,00 km
Cub_2 /Tr2	TRANSFORMADOR	17,12	3,59	0,98	0,04	72,89	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0
SALIDA 13.8 KV 13,80	1,00 13,74 -1,23							
Cub_3 /Shnt	Shunt/Filter	0,00	-7,43	0,00	0,31			
Cub_1 /Tr2	TRANSFORMADOR	-17,12	-3,21	-0,98	0,73	72,89	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_2 /Lne	LINEA DISTRIBUCION	17,12	10,65	0,85	0,85	84,71	Pv: 2867,54 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 7,00 km

Figura 3.

Fuente: DIGSILENT PowerFactory-Elaboración propia.

- **Análisis y cálculo de pérdidas por Efecto Joule:**

Muestra el resultado de la simulación de la red antes de implementar cualquier mejora en el factor de potencia. Puede incluir detalles sobre las condiciones operativas iniciales y las pérdidas observadas. Mantener un factor de potencia (FP) elevado, idealmente entre 0.96 y 0.98, es crucial para la eficiencia operativa de sistemas eléctricos de potencia. Un (FP) alto implica que la mayor parte de la energía suministrada se convierte en potencia activa útil, reduciendo así las pérdidas resistivas en los conductores y equipos.

CÁLCULO DE EFECTO JOULE EN CONDICIONES NORMALES EN LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN	
<b>DATOS</b>	
RESISTENCIA (20°)Ω/KM=0,19029 Ω	
CORRIENTE DE LÍNEA=0,867 KA	
FÓRMULA EFECTO JOULE	
$P_{Joule} = (I)^2(R)$	
$P_{Joule} = (0,867 KA)^2(0,19029 Ω)$	
$P_{Joule} = (751689KA)(0,19029 Ω)$	
$P_{Joule} = 143038,9 KW$	

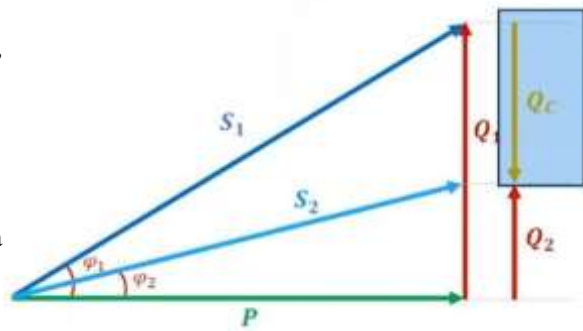
[Tabla 5.

Fuente: Elaboración propia

Para lograr mejorar la caída de tensión y el bajo factor de potencia dentro del sistema de distribución se hará uso de la siguiente formula obtenida del triángulo de potencia, para calcular la potencia en MVAR de los bancos de capacitores a utilizar.[14]

**Nomenclatura:**

- **Qc:** Potencia reactiva (en voltamperios reactivos, VAR)
- **P=**Potencia activa (en vatios, W)
- **S=** Potencia Aparente
- **tan(θ)=** Relaciona la potencia reactiva con la potencia activa



$$Q_c = P * (\tan \theta_1 - \tan \theta_2)$$

Figura 4. Triángulo de Potencia

### Dimensionamiento del Condensador

Utilizando los datos de la librería DIgSILENT Power Factory implementamos a nuestro condensador valores que buscan la mejora del factor de potencia y la disminución de la corriente en la línea de distribución, los valores ingresados son del análisis de la tabla de factor K [11]. El método simplificado ofrece un cálculo aproximado suficiente para la compensación del factor de potencia en instalaciones eléctricas. Se asume que el coseno del ángulo de fase ( $\cos \phi$ ) promedio de la instalación es 0,8 sin compensación. Para evitar penalizaciones y compensar las pérdidas habituales de energía reactiva, es necesario incrementar el factor de potencia a un  $\cos \phi$  de 0,96.

Según la Tabla 1, para aumentar el  $\cos \phi$  de 0,8 a 0,96, se requiere proporcionar 8812,8 kVAr por cada kW de carga.[15]

Para lograr y mantener un buen factor de potencia (FP), es fundamental implementar estrategias de corrección de potencia reactiva, como la instalación de bancos de capacitores. Un diseño adecuado de carga y un monitoreo de mantenimientos regulares también son esenciales para ajustar y mantener el rango óptimo.

Banco de capacitores											
CAPACITORES	TERMINAL	TECNOLOGIA	VOLTAJE NOMINAL KV	TIPO	PASO MÁXIMO	PASO ACT.	QMAX MVRA	QACT. MVRA	C.R REAC POW. MVAR	RTD. REAC POW. MVAR	C. ACTUAL A
SHUNTER FILTER	SALIDA 13.8 KV	3PH-Y	13,8	1	1	1	5.1	5.1	5	5	0

Tabla 6.

Fuente: Elaboración propia.

DATOS DEL CAPACITOR				
NAME	C:CAP UF	C:SUSCEPTUS	L:REACT OHM	L:INDUCT MH
SHUNT/FILTER	69,64352	26254.99	1,5	4,77464

Tabla 7.

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenidos los resultados, se procede al análisis correspondiente, el cual determina que se utilizará un banco condensador en la barra de “Salida 13.8 kV”. Tendrá una capacidad de potencia reactiva de 5.1 MVAR, dejando así una reserva para un posible aumento en la demanda. A continuación, en la figura 4 observamos nuestros datos implementados para la mejora del (FP) mediante nuestro condensador.

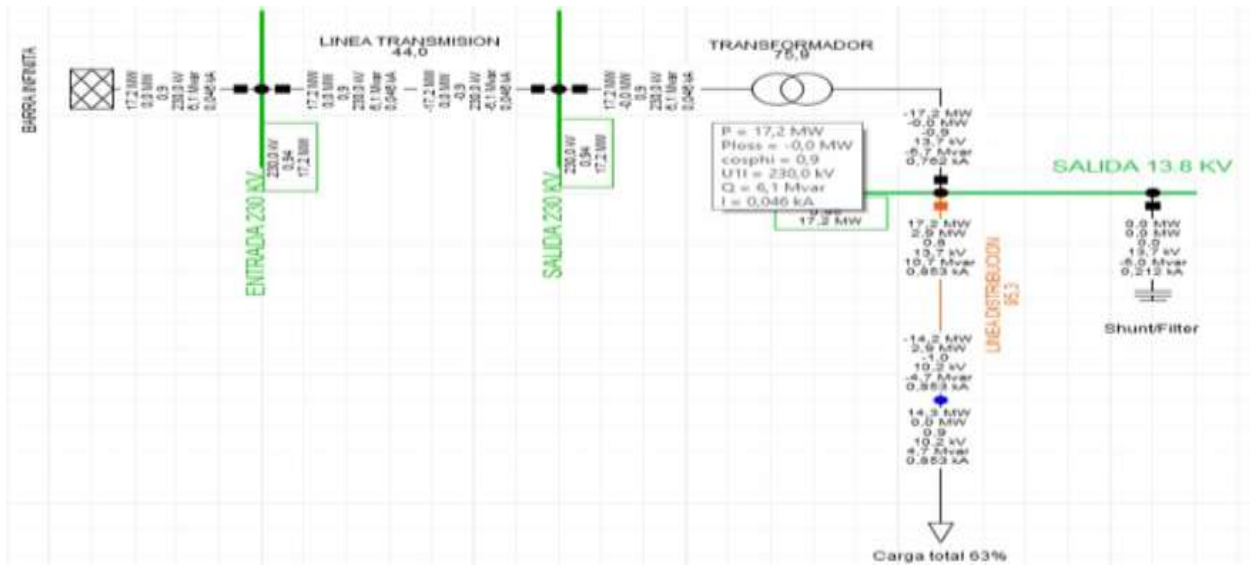


Figura 4.

Fuente: DIGSILENT PowerFactory-Elaboración propia.

Name	From Busbar	To Busbar	Type	Cross-Sec. [mm <sup>2</sup> ]	Num-ber	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	B [uS/km]	Distance [km]	In [kA]	Der. factor
LINEA DISTRI	SALIDA 13.8 KV	Terminal(3)	LD	0,00	1	0,1903	0,3957	0,0000	7,000	1,000	1,00
LINEA TRANSM	ENTRADA 230 KV	SALIDA 230 KV	LT	0,00	1	0,0500	0,0000	0,0000	10,000	0,104	1,00

Grid: SUBESTACION 25 JULIO						Study Case: Study Case					
Equipment: Loads						Annex: / 2					

Name	Busbar	Out of Service	Type	S P Q	P Q	cosphi	Voltage [p.u.]	System Type	No of Phases	Conn.
Carga total	Terminal(3)	No		15,00	MVA	0,95	1,00			

Grid: SUBESTACION 25 JULIO						Study Case: Study Case					
Equipment: Shunts						Annex: / 3					

Name	Busbar	Out of Service	Shunt-Type	Un [kV]	Vector Group	Capacitor	Reactor	Reactor Resistance	Par.Res. [Ohm]
Shunt/Filte	SALIDA 13.8 KV	No	C	13,80	Y	5,10 Mvar			

Figura 5.

Fuente: DIGSILENT PowerFactory-Elaboración propia.

CÁLCULO DE EFECTO JOULE EN CONDICIONES DE MEJORAS POR CAPACITOR	
<b>DATOS</b>	
RESISTENCIA (20°C) $\Omega$ /KM=0,19029 $\Omega$	
CORRIENTE DE LÍNEA=0,829 KA	
<b>FÓRMULA EFECTO JOULE</b>	
$P_{Joule} = (I)^2(R)$	
$P_{Joule} = (0,829 KA)^2(0,19029 \Omega)$	
$P_{Joule} = (687241KA)(0,19029 \Omega)$	
$P_{Joule} = 130775,09 KW$	

Tabla 8.

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en el análisis de flujo de potencia simulado utilizando el software DIGSILENT PowerFactory, se ha logrado una reducción significativa en el porcentaje de carga del transformador y en el bajo factor de potencia de la línea de distribución, que afectaba al sistema en su totalidad. La simulación concluye que, al mantener un factor de potencia adecuado de 0.96, se mejora la eficiencia en la transmisión de energía eléctrica y se minimizan las pérdidas potenciales.

Sin embargo, es importante no exceder la potencia reactiva (MVAR) recomendada. Incrementar la potencia reactiva más allá de lo estipulado podría llevar el factor de potencia a un valor cercano a uno, lo que no es ideal. Este ajuste sería inapropiado porque en caso de una falla, un problema en el sistema o un aumento en la carga no habría suficiente margen para manejar las variaciones, lo que comprometería la estabilidad del sistema.

### Análisis de Resultados

Se ha identificado un factor de potencia bajo (0.8) en la salida de 13.8 KV de una subestación, lo que impacta negativamente en la eficiencia del sistema eléctrico y sobrecarga el transformador, que opera a más del 80% de su capacidad nominal. Un bajo factor de potencia incrementa la corriente total en el sistema, aumentando las pérdidas resistivas y el riesgo de sobrecarga en equipos críticos como transformadores y líneas de distribución.

Para abordar esta problemática, se recomienda la instalación de un banco de capacitores en la barra de salida de 13.8 KV, con una capacidad total de 5.1 MVAR, distribuida en cuatro niveles de 5.1 MVAR cada uno. Esta corrección mejorará significativamente el factor de potencia, reduciendo la carga reactiva y optimizando la eficiencia energética del sistema. Además, proporcionará una reserva para futuros aumentos en la demanda, garantizando la operabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico.

La implementación de esta solución no solo reducirá las pérdidas energéticas y los costos asociados, sino que también disminuirá la generación adicional de electricidad necesaria para compensar las pérdidas resistivas, lo que a su vez contribuirá a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Menor generación de electricidad reduce la demanda sobre las plantas de energía, especialmente aquellas que utilizan combustibles fósiles, mitigando el impacto ambiental. Además, prolongará la vida útil de los equipos y mejorará la estabilidad del suministro eléctrico. Es esencial realizar un análisis detallado para determinar la capacidad y ubicación óptima de los bancos de capacitores, y llevar a cabo mantenimientos periódicos para asegurar un funcionamiento eficiente y seguro del sistema, contribuyendo a una reducción global en la huella de carbono del sistema eléctrico.

1. Beneficios de la Instalación del Banco de Capacitores Mejora del Factor de Potencia:

Al reducir la potencia reactiva circulante, el sistema operará con un factor de potencia más cercano a la unidad, lo que disminuye las pérdidas en la red y mejora la eficiencia global.

2. Reducción de Pérdidas y Sobrecargas:

Menos corriente reactiva significa menor sobrecarga en las líneas de distribución y transformadores, prolongando la vida útil de los equipos y reduciendo el riesgo de fallas.

3. Optimización de la Capacidad del Transformador:

Con el banco de capacitores instalado, el transformador podrá manejar cargas más altas sin exceder su capacidad nominal, manteniendo su operación dentro de límites seguros.

4. Flexibilidad para Crecimiento Futuro:

La reserva de 10 MVAR permitirá al sistema acomodar aumentos en la demanda sin necesidad de intervenciones inmediatas, proporcionando una mayor flexibilidad operativa.

5. Reducción de Costos:

Mejorar el factor de potencia y reducir las pérdidas resulta en menores costos operativos y posibles ahorros en la facturación de electricidad.

En resumen, la instalación de un banco de capacitores de 10 MVAR en la barra “Salida 13.8 kV” representa una solución integral para mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema de distribución eléctrica, asegurando una operación óptima y preparada para futuros incrementos en la demanda.

## Costos y Beneficios

(1) Costos Asociados con la Instalación del Banco de Capacitores

a) Costo de Adquisición e Instalación:

- Costo de Equipos: El costo de adquirir bancos de capacitores para una capacidad total de 10 MVAR puede variar según la calidad y el proveedor. Supongamos que el costo promedio por MVAR es de \$10,000, por lo que para 10 MVAR el costo total sería \$100,000.
- Costo de Instalación: La instalación de los bancos de capacitores incluye gastos en infraestructura, mano de obra y pruebas. Estimamos que estos costos representan aproximadamente un 20% del costo del equipo. Por lo tanto, el costo de instalación sería \$20,000.
- Pérdidas Actuales: Las pérdidas por efecto Joule y efecto corona calculadas son 125 kW y 10 kW, respectivamente. La reducción de pérdidas de energía mediante la mejora del factor de potencia puede resultar en una disminución de las pérdidas resistivas y de la energía reactiva. Supongamos que la instalación de bancos de capacitores puede reducir estas pérdidas en un 50%.
- Ahorro por Reducción de Pérdidas: Si el costo promedio de la energía es de \$0.10 por kWh, y las pérdidas anuales totales son 135 kW, el ahorro en costos de energía sería de:

<b>Ahorro = Pérdidas Reducidas x Costo de Energía</b>
Ahorro = (135 kW x 50%) x \$0.10/kWh x 8,
Ahorro = 67.5 kW x \$0.10/kWh x 8.760 hora

Tabla 9.

Fuente: Elaboración propia.

b) Reducción de Costos Operativos:

Reducción de Sobrecargas: Menos corriente reactiva reduce la carga sobre las líneas y transformadores, prolongando su vida útil y disminuyendo los costos de mantenimiento y reemplazo. Estimamos una reducción de costos operativos en un 10% respecto a los costos actuales de mantenimiento y operación, que podría ser aproximadamente \$10,000 anuales.

c) Ahorro en Facturación de Energía:

Las empresas distribuidoras a menudo enfrentan penalizaciones por un bajo factor de potencia. Mejorar el factor de potencia puede evitar estas penalizaciones. Suponiendo una reducción de penalización de \$5,000 anuales.

d) Análisis de Retorno de Inversión (ROI)

a. Beneficios Anuales Totales:

- Ahorro por Reducción de Pérdidas Energéticas: \$59,355
- Reducción de Costos Operativos: \$10,000
- Ahorro en Facturación de Energía: \$5,000
- Beneficios Anuales Totales: \$74,355

b. Costo Total Inicial: \$120,000

Costo Anual de Mantenimiento: \$2,000

a. ROI:

$$\text{Beneficio Neto Anual: } \$74,355 - \$2,000 = \$72,355$$

- Periodo de Recuperación de la Inversión

<b>Periodo de recuperación = <i>Costo total inicial/ Beneficio neto anual</i></b>
Periodo de recuperación = \$1200 ≈ 1.66 aos /\$72,355
<b>Retorno de inversión (ROI):</b>
ROI = (Beneficio neto actual/ Costo total inicial) (100)
ROI = (\$72.355) (100) / \$120,000 = 60.3%

Tabla 10.

Fuente: Elaboración propia.

## Conclusiones

El análisis de pérdidas en los sistemas de transmisión eléctrica del sector Guasmo Sur es crucial para garantizar un suministro eficiente y confiable de electricidad. Utilizando la herramienta avanzada DIgSILENT PowerFactory, se lograron identificar y cuantificar las pérdidas en el sistema, permitiendo la implementación de estrategias efectivas para su reducción. Este análisis no solo optimiza la eficiencia operativa, sino que también mejora la sostenibilidad del sistema eléctrico en Guasmo Sur.

El bajo factor de potencia detectado induce sobrecargas y eleva las pérdidas en el sistema, comprometiendo tanto la eficiencia operativa como el costo asociado. La propuesta de instalar un banco de capacitores para corregir el factor de potencia tendrá un impacto positivo considerable, con una reducción proyectada de las pérdidas y de los costos operativos. El análisis económico indica que la inversión inicial de \$120,000 con costos de mantenimiento anuales de \$2,000 se amortizará en aproximadamente 2 años. Además, se estima un retorno de inversión (ROI) de aproximadamente 60.3%, evidenciando la viabilidad y beneficios económicos de la propuesta.

## Bibliografía.

- [1] Deng, “Ingeniería de Alta Tensión: Fundamentos, Aplicaciones y Tecnologías. Springer,,” *Ingeniería de Alta Tensión: Fundamentos, Aplicaciones y Tecnologías. Springer.*, pp. 56–57, 2021.
- [2] DIgSILENT, “DIgSILENT PowerFactory Manual,” *Software de simulación y análisis de sistemas de energía*, vol. 22, no. 19, pp. 4–5, 2022.
- [3] L. Contreras, A. Pizano, and L. Ramon Merchan, “Representación de las pérdidas de potencia activa en la solución del problema de despacho económico en sistemas de potencia,” *SISTEMAS DE POTENCIA*, pp. 8–10, Dec. 2021.
- [4] Bryan Mauricio Baño Ríos, “Pérdidas en Distribución de energía eléctrica,” 2021.
- [5] SEP, “REGLAMENTO A LA LEY DE ELECTRICIDAD,” *CORPORACION ELECTRICA DEL ECUADOR*, pp. 45–46, 2023.
- [6] E. D. Ruano Vega, “UBICACIÓN ÓPTIMA DE UN BANCO DE CAPACITORES, BASADO EN ALGORITMOS DE LÓGICA DIFUSA,” Universidad Técnica del Norte, Ibarra, 2020.
- [7] “Pérdidas técnicas y no técnicas,” EDF International Network.
- [8] Almeida Almeida Giovanni, “Análisis de la disminución de pérdidas por efecto Joule en la red de distribución con el uso de dispositivos distribuidos de almacenamiento de energía eléctrica.”
- [9] T. S. Lema Chasi, “CÁLCULO INTEGRAL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL ALIMENTADOR SAN AGUSTIN No.4 DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A. PARA LA DETERMINACIÓN DE PORCENTAJES POR ETAPA FUNCIONAL.,” UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE, Ibarra, 2024.
- [10] J. A. , & D. R. B. Smith, “Impact of Electrical Losses on Greenhouse Gas Emissions: A Study of Joule Heating and Efficiency Improvements,” *Journal of Power Systems*, vol. 15, no. 3, pp. 234–247, 2021.
- [11] M. A. Huarcaya Martinez, “Corrección del Factor de Potencia en sistemas Trifásicos,” *Equipos y máquinas en establecimientos de Ingeniería eléctrica* , 2022.
- [12] C. Galarza Ramos and P. García Cruz, “Guía para realizar estudios de revisión sistemática cuantitativa,” vol. 13, no. 1, pp. 1–6, Jan. 2024.
- [13] “Geoportal CNEL EP.”
- [14] J. L. Goicochea Alayo and D. J. Sandoval Valentin, “Implementación de un sistema de compensación reactiva aplicado a una línea larga de transmisión de 500 kV para mejorar la capacidad de transmisión del Sistema Eléctrico de Potencia mediante un enfoque estacionario,” Universidad Tecnológica del Perú, Perú, 2024.
- [15] Robert Capella, “Corrección del factor de Potencia,” *Schneider Electric*, p. 14, Oct. 2022.