



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**Control de pérdidas técnicas de energía eléctrica en
las subestaciones de la concesionaria electro oriente
de la unidad de negocio Tarapoto**

Autor:

Bach. Jherson Jonell Ruiz Tirado

Asesor:

M.Sc. Ing. James Skinner Celada Padilla

**Lambayeque – Perú
2022**



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

III Programa de Elaboración de

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**Control de pérdidas técnicas de energía eléctrica en
las subestaciones de la concesionaria electro oriente
de la unidad de negocio Tarapoto**

Autor:

Bach. Jherson Jonell Ruiz Tirado

Aprobado por el Jurado Examinador

PRESIDENTE	:	M.Sc. Ing. Carlos Yupanqui Rodríguez
SECRETARIO	:	M.Sc Lic. Egberto serafín Gutiérrez atoché
MIEMBRO	:	Ing. Robinson Tapia Asenjo
ASESOR	:	M.Sc. James Skinner Celada Padilla

**Lambayeque – Perú
2022**



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
III Programa de Elaboración de



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

TITULO:

**Control de pérdidas técnicas de energía eléctrica en las
subestaciones de la concesionaria electro oriente de la unidad de
negocio Tarapoto**

CONTENIDOS

CAPITULO I	: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.
CAPITULO II	: MARCO TEÓRICO.
CAPITULO III	: MARCO METODOLÓGICO.
CAPITULO IV	: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN
CAPITULO V	: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.
CAPITULO VI	: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Bach. Jherson Jonell Ruiz Tirado

M.Sc. Ing. Carlos Yupanqui Rodríguez
PRESIDENTE

M.Sc Lic. Egberto serafín Gutiérrez atoché
SECRETARIO

Ing. Robinson Tapia Asenjo
MIEMBRO

M.Sc. James Skinner Celada Padilla
ASESOR

**Lambayeque – Perú
2022**

DEDICATORIA

La realización de este proyecto está dedicada a mi familia, en especial a mi madre porque me ha enseñado a ser una persona con principios y valores. Gracias porque siempre me enseñaste a afrontar los obstáculos de la vida. Y todo lo enseñado, lo realizaste de corazón y sin pedir nada a cambio.

AGRADECIMIENTO

“Principalmente quiero expresar mi agradecimiento a Dios, porque siempre nos bendice en la vida, y particularmente a mi familia que siempre les brinda salud. Gracias por que nunca abandonarnos en las adversidades”.

“Agradezco profundamente a mi familia que siempre me han brindado su apoyo incondicional para poder seguir creciendo como profesional y poder cumplir mis metas trazadas. Gracias por su guía y todos sus consejos”.

“Agradecer a todos mis amigos por la motivación para seguir adelante como profesional, ya que de una u otra manera ayuda crecer como persona y profesionalmente”

“Por último agradecer a la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo y a sus respectivos docentes, que siempre me han exigido oportunamente, lo cual ahora me encuentro en las condiciones para seguir obteniendo nuevos conocimientos, por ende, ahora me ha permitido obtener mi título.”

RESUMEN

La investigación aborda el problema en la región San Martín es accidentada y la implementación de medidores inteligentes para acceso a internet en zonas rurales es deficiente, lo que ocasiona la poca cobertura de señal de datos para la retransmisión de información en tiempo real que son necesarios para el sistema de medición de inteligente, lo que repercute en la operación de las subestaciones de distribución en la unidad de negocio Tarapoto, cuyo concesionario es la empresa Electro Oriente.

Ante ello surge la pregunta: ¿Cómo disminuir las pérdidas técnicas de energía eléctrica en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto?. Lo que nos lleva a plantearnos el objetivo general de la investigación: Determinar una metodología para disminuir a las pérdidas técnicas de energía eléctrica en las subestaciones de la concesionaria electro oriente de la unidad de negocio Tarapoto, con los siguientes Objetivos Específicos: Determinar las pérdidas técnicas de energía eléctrica en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto, Describir la metodología a utilizar para disminuir las pérdidas técnicas de energía eléctrica en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto, Desarrollar un Plan de Control para la disminución de pérdidas.

Concluyendo que en la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto, se tiene 05 subestaciones críticas: SED 201568E, SED 201425E, SED 201315E, SED 201866E, SED 201141E, cuyas pérdidas técnicas de energía están referidas a las pérdidas en el cobre, las que se incrementan cuando en los transformadores trabajan

sobrecargados, siendo sus eficiencias en promedio 97% y factor de carga promedio de 52%.

Los métodos de reducción de pérdidas eléctricas en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente consistieron en dos métodos, el primero de los cuales fue la programación de compensación de pérdidas de medidores, y el segundo fue la protección de sobrecarga de las subestaciones.

Para reducir las pérdidas técnicas en las subestaciones, se recomienda implementar un plan de reducción de pérdidas con un compromiso genuino de gestión además de la base administrativa, técnica y comercial de la alta dirección. En la estructura organizativa, la alta dirección debe estar a la vanguardia, ya que los departamentos funcionales deben incluir: departamento técnico, departamento de sistemas de información, departamento legal y de finanzas, departamento de proyectos y/o adquisiciones, departamento de materiales y departamento de operaciones. Presupuesto como indicación de su actividad S/. 20,000.00 por mes.

Palabra Clave: Pérdidas Técnicas, Subestaciones de Distribución, Transformador.

ABSTRACT

The investigation addresses the problem in the San Martín region, which is rugged and the implementation of smart meters for internet access in rural areas is deficient, which causes little data signal coverage for the retransmission of information in real time that are necessary. for the smart metering system, which affects the operation of the distribution substations in the Tarapoto business unit, whose concessionaire is the company Electro Oriente.

Given this, the question arises: How to reduce the technical losses of electrical energy in the substations of the Electro Oriente concessionaire of the Tarapoto business unit? Which leads us to consider the general objective of the research: Determine a methodology to reduce the technical losses of electrical energy in the substations of the concessionaire Electro Oriente of the Tarapoto business unit, with the following Specific Objectives: Determine the technical losses of electrical energy in the substations of the concessionaire Electro Oriente of the Tarapoto business unit, Describe the methodology to be used to reduce the technical losses of electrical energy in the substations of the concessionaire Electro Oriente of the Tarapoto business unit, Develop a Plan of Control to reduce losses.

Concluding that in the Electro Oriente concessionaire of the Tarapoto business unit, there are 05 critical substations: SED 201568E, SED 201425E, SED 201315E, SED 201866E, SED 201141E, whose technical energy losses are referred to copper losses, that increase when the transformers work overloaded, their efficiencies being on average 97% and average load factor of 52%.

The methodology used to reduce the technical losses of electrical energy in the substations of the Electro Oriente concessionaire consists of two methodologies, the first in the programming of the meters with loss compensation and the second is to prevent the substations from working overloaded.

To reduce technical losses in distribution substations, the implementation of a Loss Reduction Plan is recommended where there is a real managerial commitment, in addition to having administrative, technical and commercial bases given by senior management. Within the organizational structure, senior management must be at the head, and as functional units there must be: Technical Unit, Information Systems Unit, Financial and Legal Unit, Projects and/or Contracts Unit, Materials Unit and Operational Unit. Being the budget that implies its operation of S /. 20,000.00 per month

Key Word: Technical Losses, Distribution Substations, Transformer

ÍNDICE

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTO	iii
RESUMEN.....	4
ABSTRACT	6
INTRODUCCIÓN	14
1. Capítulo I Problema de Investigación	15
1.1. Realidad Problemática.....	15
1.2. Formulación del Problema	17
1.3. Delimitación de la investigación	17
1.3.1. Delimitación Espacial.....	17
1.3.2. Delimitación Temporal.....	17
1.4. Justificación e importancia del estudio	17
1.5. Limitaciones de la investigación.....	18
1.6. Objetivos	18
1.6.1. Objetivos Generales	18
1.6.2. Objetivos Específicos	18
2. Capítulo II Marco Teórico.....	20
2.1. Antecedentes de estudios.....	20
2.1.1. Contexto mundial	20

2.1.2.	Contexto nacional	21
2.1.3.	Contexto local	22
2.2.	Desarrollo de la temática correspondiente al tema investigado	24
2.2.1.	Principio De Funcionamiento Del Transformador	24
2.2.2.	Costo De Pérdidas En Los Transformadores.....	27
2.2.3.	Pérdidas eléctricas.....	32
2.2.4.	Pérdidas técnicas o físicas	33
2.2.5.	Características de las pérdidas de potencia en el transformador	35
2.2.6.	Pruebas aplicadas a los transformadores de distribución	41
2.2.7.	Envejecimiento operacional de transformadores.....	41
2.3.	Definición de términos	43
3.	Capítulo III Marco Metodológico	45
3.1.	Tipo y Diseño de Investigación.	45
3.1.1.	Tipo de Diseño.....	45
3.1.2.	Tipo de Fin.....	45
3.2.	Línea de Investigación.....	45
3.3.	Población y Muestra de Estudio.....	45
3.4.	Análisis Estadístico e Interpretación de Datos	46
3.5.	Hipótesis	47
3.6.	Diseño de Contrastación de Hipótesis	47

3.7. Optimización de Variables	47
3.7.1. Variable Única.....	47
3.8. Métodos y Técnicas de investigación	49
3.8.1. Métodos	49
3.8.2. Técnicas.....	49
3.9. Instrumentos de investigación.....	49
4. Capítulo IV Análisis e Interpretación de los Resultados	50
4.1. Determinar las pérdidas técnicas de energía eléctrica en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto	50
4.2. Describir la metodología a utilizar para disminuir las pérdidas técnicas de energía eléctrica en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto.....	69
4.3. Plan de Control para la disminución de pérdidas.....	71
Capítulo V Conclusiones y Recomendaciones	82
a. Conclusiones.....	82
b. Recomendaciones.....	83
Referencia Bibliográfica	84
5. Bibliografía	84
Anexos	86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Operacionalización de variables	48
Tabla 2: Características de los Transformadores a evaluar.....	50
Tabla 3: Requisitos de tensión según Norma EN 50160 y su comparación respecto a la IEC 61000.....	52
Tabla 4: Perdidas en el Transformador de la SED 201568E	56
Tabla 5: Perdidas en el Transformador de la SED 201425E	59
Tabla 6: Perdidas en el Transformador de la SED 201315E	62
Tabla 7: Perdidas en el Transformador de la SED 201866E	65
Tabla 8: Perdidas en el Transformador de la SED 201141E	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de un Transformador	24
Figura 2: Flujo magnético en un Transformador	25
Figura 3: Flujo magnético en un Transformador	26
Figura 4: Pérdidas de potencia características de un transformador de distribución	36
Figura 5: Variación de pérdidas de potencia en el hierro de un transformador de distribución	38
Figura 6: Curva de histéresis típica para materiales ferromagnéticos	39
Figura 7: Información de mediciones efectuadas en SED 201568E	54
Figura 8: Variaciones de tensión durante medición en fin de circuito C-2 (SED 201568E)	55
Figura 9: Pérdidas en el Transformador de 37,5 kVA – ABB	56
Figura 10: Diagrama De Carga SED 201568E	57
Figura 10: Información de mediciones efectuadas en SED 201425E	58
Figura 11: Variaciones de tensión durante medición en fin de circuito C-5 (SED 201425E)	58
Figura 12: Pérdidas en el Transformador de 50 kVA – ABB	59
Figura 14: Diagrama De Carga SED 201425E	60
Figura 12: Información de mediciones efectuadas en SED 201315E	61
Figura 13: Variaciones de tensión durante medición en fin de circuito C-1 (SED 201315E)	61
Figura 15: Pérdidas en el Transformador de 50 kVA – ABB	62

Figura 14: Diagrama De Carga SED 201315E	63
Figura 14: Información de mediciones efectuadas en SED 201866E.....	63
Figura 15: Variaciones de tensión durante medición en fin de circuito C-2 (SED 201866E).....	64
Figura 18: Pérdidas en el Transformador de 75 kVA – ABB	65
Figura 22: Diagrama De Carga SED 201866E	66
Figura 16: Información de mediciones efectuadas en SED 201141E.....	67
Figura 17: Variaciones de tensión durante medición en fin de circuito C-2 (SED 201141E).....	67
Figura 21: Pérdidas en el Transformador de 100 kVA – ABB	68
Figura 22: Diagrama De Carga SED 201141E	69
Figura 18: Premisas para la realización del plan	72
Figura 19: Estructura organizacional del plan	76
Figura 20: Estructura organizacional del plan de pérdidas	78
Figura 21: Contenido del plan	79

INTRODUCCIÓN

La electricidad juega un papel muy importante en el desarrollo de las actividades sociales, ya que no se podría desarrollar debido a que esta brinda la fuerza suficiente para que funcionen los artefactos y también el nivel de iluminación, que requieren todos los ciudadanos.

La necesidad de contar con subestaciones eléctricas que contribuyan a brindar un servicio de energía eléctrica eficiente y con la calidad que rige de acuerdo a la norma técnica de calidad de servicios eléctricos.

El presente trabajo de investigación está dividido en cinco capítulos, el primer capítulo presenta la realidad del problema, el segundo capítulo presenta el marco teórico, el tercer capítulo presenta el marco metodológico, el cuarto capítulo presenta los resultados y el quinto capítulo. presenta resultados y conclusiones.

Capítulo I

Problema de Investigación

1.1. Realidad Problemática

En los últimos años, varios países en el mundo ya cuentan con medidores inteligentes en las Empresas Distribuidoras, la ventaja principal es el monitoreo de los medidores en tiempo real.

La gestión adecuada de la red con las ventajas técnicas y operativas de los medidores inteligentes es una oportuna solución, sin embargo la implementación implica inversiones a gran escala como también la infraestructura necesaria para su comunicación entre ellos (Depuru et al., 2011).

EL robo de energía eléctrica (fraude, instalaciones clandestinas) es uno de los principales problemas en la distribución de energía, perjudicando en la calidad y el servicio continuo del servicio eléctrico en los usuarios de la concesionaria electro oriente S.A.

En la gestión comercial es preocupante ver que se facture energía inferior a la consumida por los usuarios lo que ocasiona pérdidas económicas y desbalance de energía, esto debido a errores humanos en la toma de lectura manual y a los medidores defectuosos que impide la visualización de la lectura. Según (Sohn Associates Limited (2006) existe el riesgo de que los consumos incorrectos nunca sean corregidos por los procesos normales de conciliación de Liquidaciones.

En la actualidad, las concesionarias eléctricas en el Perú han venido realizando diversos cambios hacia el uso e implementación de los medidores inteligentes con el objetivo de mejorar la eficiencia energética en generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

A nivel de concesionaria, Electro Oriente S.A se encarga de la transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Según el OSINERGMIN, (2018) actualmente en la empresa Electro Oriente S.A las pérdidas de energía en el área de concesión alcanzaron el 10,3% y las pérdidas económicas fueron altas.

Así mismo, la implementación de medidores inteligentes en la concesionaria Electro Oriente S.A permitirá mejorar la eficiencia energética, que consiste en entregar una mejor calidad de servicio eléctrico, controlar de los consumos de los usuarios en tiempo real, el control de carga y lo más relevante la reducción de las pérdidas de energía eléctrica.

El ente fiscalizador ha fijado los valores agregados de distribución para empresas del sector típico 2 para el período 2019-2023, en la que considera cargos adicionales del VAD por innovación tecnológica e implementación de sistemas de medición inteligente, en lo que a la actualidad la concesionaria aún no ha iniciado el proceso de remplazo gradual de sistemas de medición inteligente.

La zona geográfica de la región San Martín es accidentada y la implementación de medidores inteligentes para acceso a internet en zonas rurales es deficiente, lo que

ocasiona la poca cobertura de señal de datos para la retransmisión de información en tiempo real que son necesarios para el sistema de medición de inteligente.

1.2. Formulación del Problema

¿Cómo disminuir las pérdidas técnicas de electricidad en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto?

1.3. Delimitación de la investigación

1.3.1. Delimitación Espacial

Las subestaciones eléctricas existentes en la unidad de negocio de Tarapoto, actualmente operada por la Concesión de Distribución de Electro Oriente, de la Provincia de Tarapoto, Región San Martín.

1.3.2. Delimitación Temporal

El presente proyecto de investigación inicio el 01 de julio del 2021 con el objetivo de concluir en 06 meses, donde el tesista tuvo comunicación constante con los empleados de la empresa concesionaria Electro Oriente.

1.4. Justificación e importancia del estudio

1.4.1 Justificación Técnica

Para la presente investigación se propone la implementación de tecnología que permita el control de las pérdidas técnicas de energía eléctrica en las subestaciones de la concesionaria electro oriente de la unidad de negocio de Tarapoto.

1.4.2 Justificación Económica

La principal justificación económica de este proyecto es la de buscar ingresos económicos mediante el control de las pérdidas técnicas de electricidad en las subestaciones de la concesionaria electro oriente de la unidad de negocio de Tarapoto

1.4.3 Justificación Social

La presente investigación servirá para que, con el control de pérdidas técnicas, los usuarios de la unidad de negocio Tarapoto, cuenten con un mejor servicio de energía eléctrica.

1.5. Limitaciones de la investigación

- Cierta información en documentos y/o registros de programas en distritos individuales.
- Poca facilidad de interacción con el personal debido al distanciamiento social ocasionado por el virus del covid 19.

1.6. Objetivos

1.6.1. Objetivos Generales

Determinar una metodología para disminuir a las pérdidas técnicas de electricidad en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto

1.6.2. Objetivos Específicos

- Determinar las pérdidas técnicas de energía eléctrica en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto.
- Describir la metodología a utilizar para disminuir las pérdidas técnicas de

electricidad en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto.

- Desarrollar un Plan de Control para la disminución de pérdidas.

Capítulo II

Marco Teórico

2.1. Antecedentes de estudios

2.1.1. Contexto mundial

Freire Reasco (2019), en su trabajo de investigación “Estudio de pérdidas técnicas de energía eléctrica en la subestación San Gabriel de la empresa Eléctrica Regional Norte S. A.”, el objetivo fue determinar las pérdidas técnicas de potencia y energía en los suministros de la subestación San Gabriel y se concluyó que las pérdidas de potencia son de 208,81 kW con un factor de pérdida de 0,249. De manera similar, la pérdida de aire en el alimentador durante un año se determina a través de los datos de pérdida de aire.

Cañar Olmedo (2017), en su trabajo de investigación “Cálculo detallado de perdidas en sistemas eléctricos de distribución aplicado al alimentador “universidad” perteneciente a la empresa eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.”, su propósito es calcular la pérdida técnica en detalle y luego obtener pérdidas no técnicas de acuerdo con la diferencia. Para obtener la línea de distribución de energía más importante entre la producción del alimentador y el medidor de energía del cliente, el propósito de este estudio es diagnosticar la realidad del criador más importante de la compañía de energía Ambato, para determinar los estándares técnicos para resolver la solución. Teniendo en cuenta el funcionamiento de una empresa de distribución. Este estudio pierde 1,54 kW por semana con 0.22 kW, es decir, una reducción de 3546.8 kWh cada año. A 506.59 kWh ahorra 3 040.21 kWh.

Blanco Vázquez (2018), en su trabajo de investigación “Determinación de pérdidas técnicas y no técnicas de los circuitos que derivan del transformador T1 de la subestación San Cristóbal”, el objetivo es analizar el desbalance de pérdidas de energía que abastecen a las empresas comerciales de San Cristóbal con el fin de reducir el porcentaje de pérdidas eléctricas técnicas y no técnicas. Finalmente, las pérdidas técnicas representaron el 69,63% del total, correspondiente a 117,51 GWh, equivalente a 171,09 millones de pesos, y las pérdidas no técnicas representaron el 30,37%, equivalente a 51,25 GWh, equivalente a 74,62 millones de pesos.

.

2.1.2. Contexto nacional

Apaza Tapia (2017), en su trabajo de investigación “Estudio de control y disminución de pérdidas dentro del servicio eléctrico Puno alimentador 101 - concesión eléctrica de Electropuno S.A.A”, su objetivo es establecer estándares de soluciones alternativas para controlar y reducir las pérdidas de energía en el servicio eléctrico de Puno. Finalmente, las pérdidas técnicas representaron el 10,05% del total, equivalente a 200.970,00 y las no técnicas el 2,89%, equivalente a 72.450,00.

Vilanueva Huancollo (2020), en su trabajo de investigación “Cuantificación de las pérdidas no técnicas en el proceso de distribución de energía eléctrica en baja tensión del sector majes siguas perteneciente a la empresa sociedad eléctrica, para

su recuperación”, su propósito es cuantificar el porcentaje de pérdidas no técnicas en baja tensión en la selección de subestaciones para nuestro sistema de distribución en el sector Majes-Sihuas. La pérdida no técnica de la subestación seleccionada se obtiene en S/. 3039.26 por mes.

Tejeda Timaná (2020), en su trabajo de investigación “Estudio de las pérdidas de energía eléctrica para estimar el balance de energía del alimentador de media tensión N° 2 de la subestación de Bagua Grande”, Tiene como finalidad realizar un estudio de pérdidas de potencia en dos clases de tensión (MT y BT) para evaluar la EMSEU S.A.C. La MT de la sociedad concesionaria n° 2 suministra el balance energético. Conclusiones basadas en el EMSEU S.A.C. información dada. Combinado con el estudio de este trabajo de investigación, se puede encontrar que AMT 2 tiene una configuración radial y la dimensión total de la red es de 31,34 kilómetros, incluyendo 3,26 kilómetros para la red troncal y 28.08 kilómetros para la red de sucursales. la red. De los dos alimentadores obtenidos del plan de georeferencia, AMT 2 registró las mayores pérdidas de energía en 2019 con un consumo anual de 9736,4563 MWh y una demanda pico de 1,75 MW La demanda promedio registrada el 21 de noviembre de 2019 es de 1,23 MW, la carga calculada el factor es 0,70 y el factor de pérdida de alimentación es 0,52.

2.1.3. Contexto local

Fernández Vásquez, (2020), en su trabajo de investigación “Propuesta de plan de determinación y reducción de pérdidas de energía eléctrica en el alimentador C-217 de la empresa Electronorte S.A.”, El objetivo es presentar un plan para determinar

las zonas de mayor pérdida de energía en la UUNN Chiclayo AMT C-217 y proponer soluciones técnicas y no técnicas para reducir estas pérdidas. Con base en el estudio del caso AMT C-217, las pérdidas totales de energía en abril de 2017 se determinaron en 430.157,3 MW.h, lo que corresponde al 13,23% de toda la energía asignada a la misma. Las pérdidas técnicas son de 242.903,69 MW.h (7,47%) y las no técnicas de 187.253,63 MW.h (5,76%). resultados en ambos casos fuera del rango óptimo. Aplicando el plan de zonificación AMT, se divide en tres zonas de acuerdo a la estructura topológica, y se determina que las pérdidas concentradas en las zonas 1 y 2 son de 23,57% (202.027 MW.h) y 11,75% (169.426 MW.h) . Por su parte, la zona 3 presenta un nivel inferior a la zona anterior, con pérdidas del 7,63% (73.815 MW.h).

Custodio Vásquez & Castillo Gonzales (2018), en su investigación titulada “Estudio técnico económico para la reducción de pérdidas de energía en el sistema eléctrico Casma”, tiene por objeto evaluar las pérdidas técnicas y no técnicas en la red de distribución de los accionamientos principales y un conjunto de estaciones de distribución; Se ha determinado una muestra de 28 subestaciones. Se concluye que la pérdida técnica del alimentador CAS061 es de aprox. 3,52% en media tensión y 7,50% en baja tensión.

2.2. Desarrollo de la temática correspondiente al tema investigado

2.2.1. Principio De Funcionamiento Del Transformador

Para comprender el funcionamiento de un transformador, se considerará la estructura más simple.

Un circuito magnético simple que consta de dos columnas y dos extremos en los que se retuercen dos circuitos:

- Una bobina que consta de N_1 espiras conectadas a una fuente de alimentación de CA denominada primaria.
- El segundo, formado por N_2 espiras, permite conectar el circuito utilizado (cargas) a sus terminales, denominado secundario.

Cuando el devanado primario se alimenta con una fuente de CA, una corriente alterna (I_1) circulará a través de él (el devanado), creando una fuerza magnetomotriz, que crea un flujo alterno de líneas de campo magnético (Φ_1) en el circuito del imán del transformador. Figura 1.

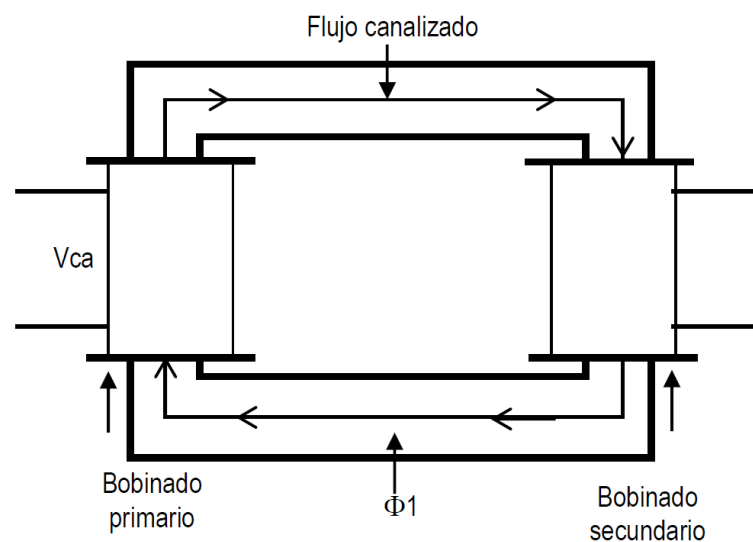


Figura 1: Esquema de un Transformador

El flujo (Φ_1) al estar canalizado en el núcleo, induce en las espiras del bobinado secundario una fuerza electromotriz (E_2).

Las espiras del bobinado primario también están en la influencia del Φ_1 por lo tanto en ellas se va a inducir una fuerza contraelectromotriz (E_1), que se opone al voltaje de alimentación, dando como resultado una disminución de la intensidad de corriente I_1 . Ver la siguiente figura.

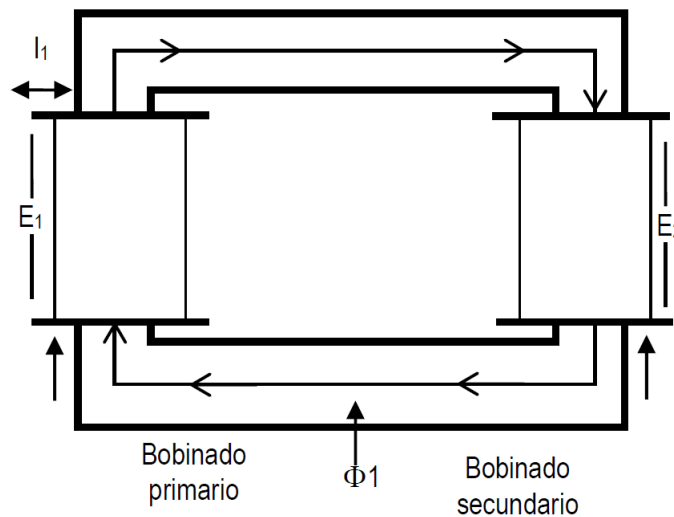


Figura 2: *Flujo magnético en un Transformador*

$$E_1 = 4.44 \times \phi \times F \times N_1$$

$$E_2 = 4.44 \times \phi \times F \times N_2$$

Cuando se le aplica carga (R) al bobinado secundario, circula por él la intensidad de corriente I_2 , la cual produce el flujo magnético Φ_2 , opuesto al Φ_1 , por lo tanto,

reduce el flujo resultante en el núcleo dando como resultado que la fuerza contraelectromotriz disminuya y la intensidad de corriente I_1 aumente.

Se observa como un aumento de la corriente en secundario (I_2) provoca un aumento de la corriente en el primario (I_1), sin que exista conexión eléctrica entre ambos bobinados.

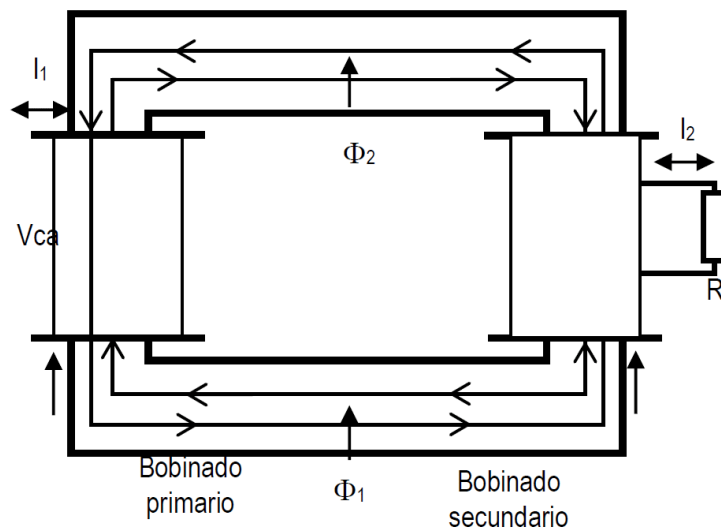


Figura 3: *Flujo magnético en un Transformador*

Dado que la EMF posterior es proporcional al flujo del inductor (Φ_1), cuando la EMF posterior disminuye, la corriente I_1 aumenta debido al contraste de Φ_2 .

Los transformadores mencionados son transformadores de distribución cuyo objeto es disminuir la tensión de red a valores comerciales.

Los transformadores con cubierta son aquellos en los que el núcleo de hierro rodea a las bobinas, mientras que en los transformadores sin cubierta las bobinas rodean al núcleo de hierro.

Los transformadores más usuales son aquellos que carecen de protección propia y son muy utilizados en un conjunto de bancos de transformadores. Para protegerlos de sobrecorrientes no deseadas, se debe agregar a la instalación una caja de fusibles conectada en serie con las bobinas de alta tensión.

Los transformadores autoprotegidos cuentan con sus propios medios de protección, tales como:

- Protección contra la sobretensión. - Es un chip fusible conectado en serie con una bobina de alto voltaje en su interior.
- Protección contra sobretensiones. - Se compone de pararrayos, al igual que los tanques.
- Protección de sobrecarga. - Posee un interruptor ubicado en la bobina secundaria. Este interruptor, al igual que la bobina, está sumergido en aceite.

2.2.2. Costo De Pérdidas En Los Transformadores.

Solo hay cuatro características eléctricas de los transformadores que están relacionadas con el costo y son:

- (a) Pérdida de la carga descargada.
- b) Pérdida de carga.

- c) corriente excitante.
- d) Reactividad.

a.- Pérdidas sin carga

Los parámetros que más afectan el costo son los dos primeros, y también son muy importantes para determinar el precio del transformador a lo largo del tiempo.

El uso de este método es importante para fines de cotejo, puesto que tiene en cuenta el precio total de las pérdidas y el costo inicial del transformador. Primero, se estima el costo anual correspondiente de las pérdidas por tiempo de inactividad. Estos incluyen encontrar el costo anual de las pérdidas en un vacío constante, lo que requiere calcular el costo anual de estas pérdidas como valores presentes, dada la vida útil específica del equipo y la tasa de interés específica. El uso de la tasa de recuperación de capital para el período relevante arroja el costo fijo de la pérdida inactiva para toda la vida del proyecto.

En este rubro se calculan dos variables:

- Precio por la Máxima Demanda.
- Coste de la energía absorbida.

Las pérdidas sin carga están presentes cuando el transformador está con energía eléctrica a pesar de que no está sirviendo a ninguna carga, lo que provoca un aumento en la máxima demanda.

El costo anual correspondiente del transformador viene dado por la siguiente expresión:

$$\text{COSTO ANUAL} = \text{PRECIO} * \text{CF} + \text{COSTO ANUAL EQUIVALENTE DE PERDIDAS}$$

Donde:

Precio: Corresponde al precio de salida.

CF: La constante depende principalmente de: depreciación, intereses, seguros e impuestos. El segundo elemento es el precio de pérdida anual equivalente, incluidas las pérdidas por inactividad y las pérdidas de carga.

El costo anual equivalente de las pérdidas por tiempo de inactividad se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$\text{CAEPo} = \text{Po} (\text{CDM} * 12 + \text{CE} * \text{HORAS DEL AÑO})$$

Donde:

Po : Pérdidas en vacío expresado en kW.

CDM : Precio de la máxima demanda al mes.

12 : Meses que tiene el año.

Cabe señalar que la Máxima Demanda al mes y los costos de consumo de energía están sujetos a una tasa de crecimiento de aprox. 50% durante la vida útil del transformador 15 a 30 años.

Esta tasa de crecimiento incluye lo siguiente:

Crecimiento de costos, factor de recuperación de capital y factor de valor presente.

Estos parámetros se definen mediante las siguientes expresiones:

$$FEDM = \left[\sum_{j=i}^n \left[(1+g)^{(j-1)} x1 / (1+i)^j \right] \right] x i (1+i)^n / (1+i)^n - 1$$

$$FEE = \left[\sum_{j=i}^n \left[(1+G)^{(j-1)} * \frac{1}{(1+i)^j} \right] \right] * \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Donde:

FEDM = factor de la máxima demanda equivalente

FEE = Factor de Equivalencia Energética.

I = interés.

N = número de años evaluados.

G = aumento de la máxima demanda.

G = tasa de aumento de la energía.

Ecuación del precio anual correspondiente para la pérdida inactiva.

$$CAEPo = P (CDMe*12 + Cee*Horas del año)$$

Donde:

CDMe = costo de reclamos mensuales equivalentes.

Cee = Costo de energía residual.

Además, la relación entre estos dos últimos factores es la siguiente:

$$CDMe = CDM (\text{año inicial}) * FEDM$$

$$Cee = CE (\text{año inicial}) * FEE$$

b.- Pérdidas con carga

Dado que las curvas de carga tienen factores de crecimiento, se aplican los mismos criterios para evaluar la pérdida de carga. Muestra cómo calcular la pérdida de

vacío. Utilice similares consideraciones de la máxima demanda y consumo de energía. En base a esto, el costo anual de deslastre de carga se calcula como:

$$CAP_c = P \cdot K \cdot (CDM \cdot 12 \cdot FR + CE \cdot FP \cdot \text{horas del año})$$

Donde:

K = Valor de carga elevado al cuadrado, constante en el tiempo.

FR = Factor de Responsabilidad.

FP = factor de pérdida

$$K^2 = C_i^2 \cdot FECP^2$$

Ci = Carga inicial en pu.

$$FECP^2 = \left[\sum_{j=i}^n \left[(1+h)^{2(j-1)} \cdot \frac{1}{(1+i)^j} \right] \right] \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Este período toma en consideración el incremento de la carga de un año a otro.

Esta consideración es necesaria, de lo contrario, el transformador eventualmente se sobrecargará.

El precio por año equivalente de pérdidas con carga es:

$$CAEPC = K^2 \cdot P \cdot (CDMe \cdot 12 \cdot FR + CEe \cdot FP \cdot \text{Horas del año})$$

Y el precio por año del transformador es:

$$CAT = CF \cdot \text{PRECIO} + CAEP_o + CAEPC$$

c.- Relación de Pérdidas y Costo Económico

El transformador es más eficiente cuando $P_{fe} = P_{cu}$. Esto es cuando la pérdida sin carga es igual a la pérdida con carga:

$$CAPC = K^2 \cdot (CDM \cdot 12 \cdot FR + CE \cdot 8760 \cdot FP) \cdot PC$$

$$CAPo = Po \cdot (CDM \cdot 12 + CE \cdot 8760)$$

$$CAPc = CAPo$$

$$K^2 \cdot PC \cdot (CDM \cdot 12 \cdot FR + CE \cdot 8760 \cdot FR) = Po \cdot (CDM \cdot 12 + CE \cdot 8760).$$

$$\frac{P_c}{P_o} = \frac{(CDM \cdot 12 + CE \cdot 8760)}{(CDM \cdot 12 \cdot FR + CE \cdot 8760 \cdot FP)}$$

Esta relación se emplea para determinar el precio operativo de la carga y es útil para calcular la relación de pérdida más económica "costo de pérdida anual más bajo". Si los costos de pérdida son altos y las condiciones de carga son altas, tiene mucho sentido comprar un transformador con pérdidas más bajas que un transformador estándar.

2.2.3. Pérdidas eléctricas

Las pérdidas de energía eléctrica son una agrupación de fenómenos físicos que se originan en el sistema eléctrico debido al desarrollo de las condiciones correctas y normales derivadas de la generación, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica. Gómez (2018) afirma: "Las pérdidas se emplean para penalizar a los generadores con estándares optimizados y trasladar costos adicionales a los consumidores". De acuerdo a los apuntes de la asignatura evaluación de pérdidas eléctricas en el sistema de potencia:

La pérdida total estimada proporciona una visión general amplia del alcance de las pérdidas y los problemas sistémicos de la empresa. La investigación ha permitido que las pérdidas técnicas representen la eficiencia técnica de la organización y las

pérdidas no técnicas indiquen la gestión interna de la organización. Es por ello que estas estimaciones no permiten a las empresas ser conscientes de los posibles problemas. (Poveda, 2016)

La empresa no tiene un sistema perfecto, siempre habrá pérdidas técnicas, pero si el valor supera los estándares e indicadores establecidos por ARCONEL, significa que hay un error de ingeniería en la empresa y la energía conducida se disipa y se pierde en el destino. el consumidor. “Dependiendo del subsistema específico (transmisión o distribución) y su topología, las pérdidas de potencia activa en la línea varían del 3% al 10% de la carga total”. (Gómez, 2002, p.369).

Las pérdidas de energía en los sistemas de energía se pueden reducir aumentando la eficiencia, lo que requiere una buena ingeniería que aborde de manera justa las pérdidas técnicas y no técnicas.

El Banco Mundial y la Organización Latinoamericana de la Energía, decidieron realizar un estudio socioeconómico del sector eléctrico y se dieron cuenta que uno de los problemas más álgidos, era la pérdida de energía, desde entonces desarrollaron muchos proyectos para reducir la pérdida de energía. (Poveda M. E., 2016).

2.2.4. Pérdidas técnicas o físicas

Es la energía que se disipa o no aprovecha de ninguna forma, principalmente en los equipos del sistema eléctrico desde la generación hasta la carga o el consumidor final.

El catálogo de pérdidas de potencia para los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe establece:

Las pérdidas técnicas dependen de factores significativos en la estructura del sistema (tensión de red, carga, etc.). Sin embargo, los estándares internacionales generalmente se aplican a los países desarrollados de altos ingresos donde las pérdidas son principalmente técnicas (a diferencia de las no técnicas) y donde existe una infraestructura y sistemas de monitoreo adecuados para minimizar tales pérdidas. (Jiménez, Serebrisky, & Mercado, 2016).

Las pérdidas técnicas se pueden dividir en las siguientes categorías:

a. Pérdidas resistivas (conductores)

Son causados por el efecto Joule presente en los conductores que componen la red primaria.

Poveda (2016) indica:

Las pérdidas de impedancia se calculan a partir de la expresión I^2R . En cada subsistema, la pérdida de impedancia de demanda de carga pico se puede calcular de alguna manera, y esta pérdida de impedancia base se obtiene usando la relación cuadrática entre la demanda en un intervalo dado y la máxima demanda.

b. Pérdidas en el núcleo del transformador

Pérdidas por histéresis

Chapman (2012) afirma:

Los niveles de histéresis en el núcleo corresponden a la energía requerida para reorientar los dominios magnéticos durante cada ciclo de corriente alterna aplicada al núcleo. Puede verse que el área en la curva de histéresis producida por la

aplicación de corriente alterna es directamente proporcional a la energía pérdida en un ciclo dado de corriente alterna. Cuanto menor sea la variación de la fuerza magnetomotriz aplicada al núcleo, menor será el área de la curva y menores las pérdidas resultantes.

2.2.5. Características de las pérdidas de potencia en el transformador

Las pérdidas de corriente en el transformador y la energía resultante dependen de la vida útil de los materiales que componen el equipo: cobre, hierro y aislamiento.

La reducción de la vida útil del aislamiento de los transformadores de corriente se ve afectada por diversas condiciones de funcionamiento, como: sobretensión, cortocircuito, cargas nominales y condiciones de sobrecarga que el transformador puede experimentar durante su vida útil. Al trabajar con materiales a altas temperaturas, la presencia de oxígeno y humedad acelera

Proceso de envejecimiento de los aisladores, lo que aumenta las pérdidas del transformador.

Los transformadores sujetos a las condiciones anteriores están sujetos a una degradación que es difícil de medir mientras los componentes están funcionando, lo que dificulta la estimación de las pérdidas de energía a lo largo del tiempo. Las pérdidas en los transformadores de potencia y distribución generalmente se dividen en pérdidas de hierro y pérdidas de cobre; las características generales de estas pérdidas, por ejemplo para un transformador de 60 kVA, se muestran en la Figura 4.

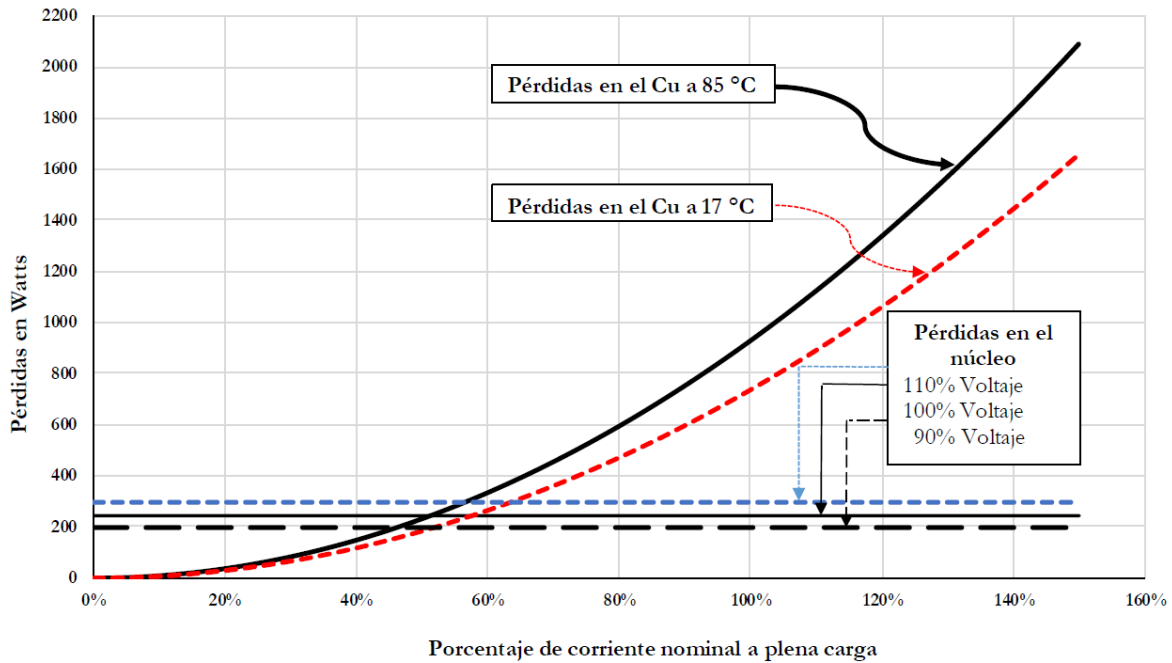


Figura 4: *Pérdidas de potencia características de un transformador de distribución*

De la Figura 4, se puede concluir que las pérdidas de hierro permanecen constantes con la carga del transformador, pero cambian a medida que aumenta o disminuye la cantidad de voltaje aplicado, mientras que las pérdidas de hierro y cobre tienden a variar exponencialmente con la carga.

A.- Pérdidas de potencia en el cobre

Estas pérdidas son causadas por la resistencia del devanado y varían con la corriente de carga en el transformador. Las pérdidas de cobre incluyen pérdidas $I^2 \cdot R$ o pérdidas Joule en el material del devanado del transformador debido a la resistencia del conductor a la corriente. Los transformadores utilizados para dar servicio a los consumidores conectados de media tensión tienen una eficiencia de casi el 99 % a plena carga con pérdidas aproximadamente iguales. Sin embargo,

en algunos casos las pérdidas en el cobre a plena carga son casi el doble de las pérdidas en el núcleo.

B.- Pérdidas de potencia en el hierro (pérdidas en el núcleo)

Las pérdidas en el núcleo del transformador son la energía eléctrica perdida debido al calor dentro del núcleo cuando se expone a la fuerza de magnetización. Son proporcionales al cuadrado del voltaje y son independientes de la carga. Estos incluyen: pérdidas por histéresis, pérdidas por corrientes de Foucault de hierro y pérdidas residuales. Las pérdidas de hierro dependen de la frecuencia, pero en los sistemas modernos varían tan poco que su efecto es insignificante; el efecto de los cambios de temperatura también es demasiado pequeño para ser considerado.

Cuando se suministra una carga lineal, las pérdidas de hierro son aproximadamente constantes sin carga y con carga completa; aunque son pequeños en comparación con la capacidad del transformador, que por lo general se reporta como menos del 1%, representan un gasto continuo significativo de servicios públicos, especialmente si sus costos de energía son altos. Con base en las pruebas de transformadores, también incluyeron el efecto de los cambios de voltaje en las pérdidas reactivas en el hierro, como se muestra en la Figura 5.

Se ha encontrado que diferentes transformadores varían de V3.5 a V4.1, generalmente muy cerca de V4 (voltaje aplicado).

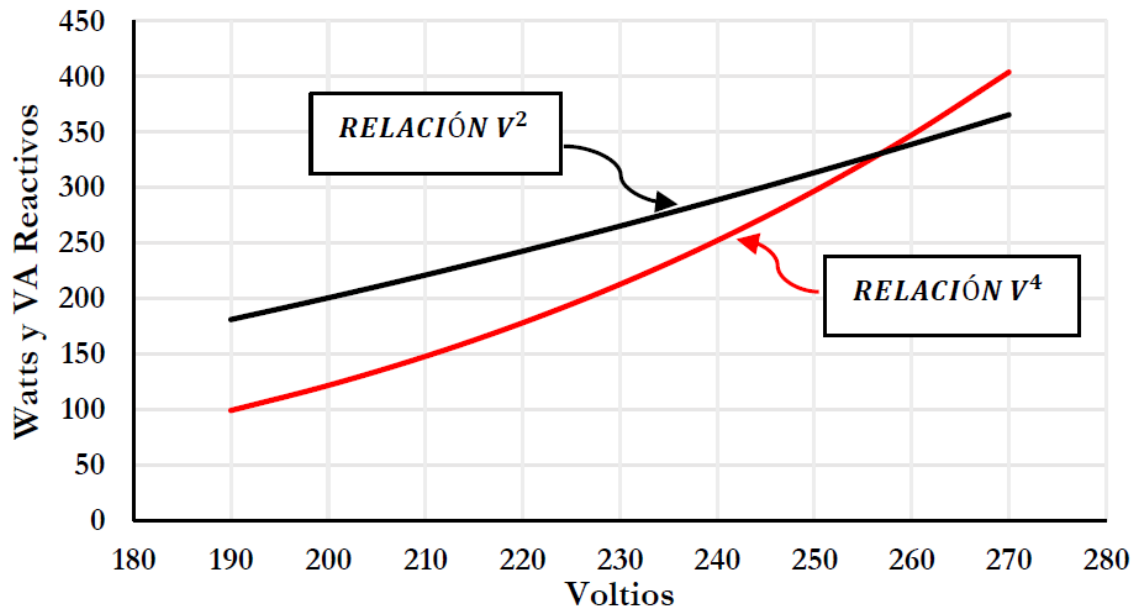


Figura 5: Variación de pérdidas de potencia en el hierro de un transformador de distribución

a.- Pérdidas de potencia en el núcleo por histéresis

Si la fuerza de magnetización aplicada a una muestra ferromagnética aumenta hasta la saturación y disminuye gradualmente hasta cero, la curva de desbordamiento B (campo magnético) - H (intensidad del campo magnético) no vuelve a la trayectoria de la curva original, sino que se encuentra por encima de ella. (Figura 6). Este retraso en la desmagnetización es el resultado de inclusiones que impiden el movimiento de la pared del dominio, lo que se conoce como cizallamiento de límite irreversible. Este efecto se llama histéresis.

El valor final de B cuando H es cero, 0 en la figura 1-5, se denomina densidad de flujo magnético residual (o remanencia, B_r). Se debe aplicar una fuerza de magnetización negativa representada por OC para desmagnetizar completamente la muestra. Esto se llama fuerza coercitiva H_C . Si la fuerza de magnetización

aumenta en esta dirección, se alcanza la saturación en la dirección opuesta. (Punto D en la Figura 6).

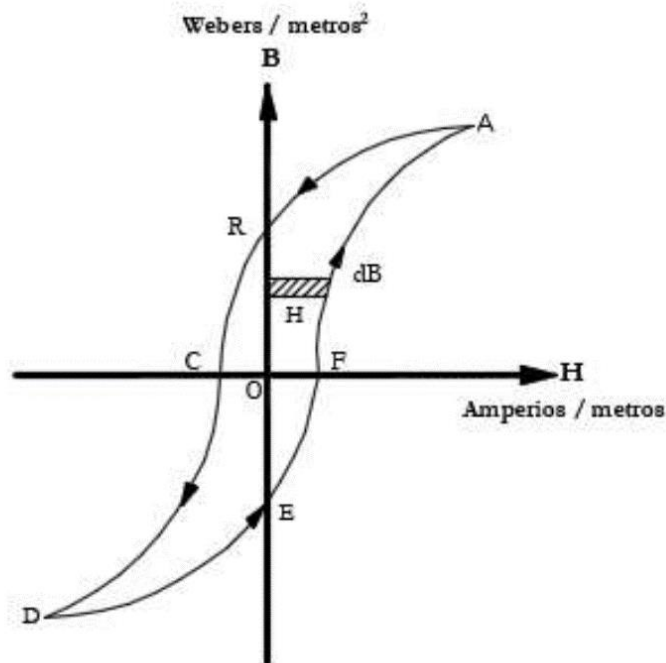


Figura 6: *Curva de histéresis típica para materiales ferromagnéticos*

Cuando la fuerza magnetomotriz aplicada al núcleo cambia menos, el área de la curva también será menor, por lo que la pérdida resultante también disminuirá. Las pérdidas de corriente debidas a la histéresis dependen del tipo de material del núcleo. Una solución para reducir los ciclos de histéresis es utilizar materiales magnéticos blandos. Cuando estos tipos de materiales alcanzan la saturación y se elimina el campo magnético aplicado, se desmagnetizan fácilmente. Esto da como resultado una curva de histéresis muy estrecha con bajas pérdidas de energía por ciclo. Un material que tiene estas propiedades y es económicamente viable es el acero al silicio.

b.- Pérdidas de potencia en el núcleo por histéresis

El estudio de los problemas de las corrientes de Foucault ha sido objeto de numerosos trabajos durante más de 100 años y sigue siendo de gran importancia técnica y económica en la actualidad. En 1990, sólo alrededor del 92,5% de la energía producida en las centrales eléctricas (EE. UU.) llegaba a sus clientes. Otro 7,5% de la energía (alrededor de 229 mil millones de kWh) se pierde como pérdidas en el sistema de transmisión y distribución.

La inducción en un conductor fijo induce un voltaje alrededor de cada camino cerrado alrededor de las líneas de flujo. Estos voltajes provocan corrientes circulantes en los conductores, denominadas corrientes de Foucault, y la pérdida de calor resultante suele ser indeseable. Para reducir estas pérdidas en los transformadores se utilizan materiales magnéticos, formados por láminas delgadas, aisladas entre sí y colocadas paralelas al flujo magnético. Las pérdidas de energía debidas a las corrientes de Foucault dependen del tamaño de los remolinos y de la resistencia del material a través del cual fluyen. Cuanto mayor sea la corriente de Foucault, mayor será el voltaje inducido, y cuanto mayor sea el voltaje inducido, mayor será la corriente y, por lo tanto, mayor será la pérdida I^2R o la pérdida de carga. Por otro lado, cuanto mayor sea la resistencia del material portador de corriente, menor será el flujo de corriente del voltaje inducido en la corriente de Foucault.

2.2.6. Pruebas aplicadas a los transformadores de distribución

Estas máquinas eléctricas son reguladas por el fabricante antes de enviarlos a la ED en el país. Cada transformador tiene características diferentes, y es importante que cada transformador sea probado para un análisis preciso. La pérdida del motor se obtiene mediante la siguiente prueba:

- Una prueba de circuito abierto a la tensión nominal mide las pérdidas (núcleo) sin carga.
- Prueba de cortocircuito a corriente nominal mide pérdidas de carga (cobre). La resistencia de cortocircuito y la corriente de excitación se obtuvieron a partir de los valores obtenidos de las pruebas de cortocircuito y sin carga, respectivamente, que se incluyen en los demás resultados.

2.2.7. Envejecimiento operacional de transformadores

En la transmisión y distribución de energía eléctrica, los transformadores forman un conjunto de activos fijos desde el punto de vista técnico y económico, por lo que es de suma importancia que operen en óptimas condiciones y reciban un mantenimiento adecuado para prolongar su vida útil. Varios estudios han estimado la vida útil de los transformadores de 20 a 35 años a temperaturas entre 65 °C y 95 °C, pero dependiendo de las condiciones de operación y la maquinaria de mantenimiento recibida, esto puede superarse si ambos son adecuados. Sin problemas de límites, incluso hasta 60 años, manteniendo su eficiencia y rentabilidad. La vida técnica esperada de un transformador de corriente depende de varios factores eléctricos, térmicos y químicos. Varios autores mencionan que

los materiales aislantes son los que determinan la vida útil de los transformadores, ya que son los más sujetos al envejecimiento. De acuerdo con las pautas de carga de IEEE e IEC, que datan de hace más de 50 años, el envejecimiento y la vida útil del aislamiento del transformador se pueden caracterizar casi por completo por el deterioro térmico de las propiedades del papel aislante colocado entre los devanados del transformador. La Guía de Carga IEEE, actualizada por última vez en 2012, también establece que debido a los muchos factores que causan el desgaste del aislamiento en un transformador, es imposible determinar su vida útil en condiciones controladas y no controladas. A continuación, se enumeran algunos de los principales factores que afectan el envejecimiento de los transformadores, lo que lleva a su ineficiencia y fin de vida.

- temperatura en el transformador
- electricidad
- esfuerzo mecánico
- Ajuste del aislamiento de los devanados.
- descargar atmosféricas
- Contenido de humedad en el transformador
- Descomposición del aceite por presencia de poliéster oxigenado con agua (sedimento) o ascarel o siliconas.
- Descomposición de las fuentes de calor, que destruye el papel aislante y forma furanos.

Todos los factores mencionados son ubicuos y cada factor tiene múltiples eventos, el estudio del envejecimiento del transformador involucra una serie de parámetros,

por lo que es difícil obtener resultados precisos sobre la duración o el grado de envejecimiento del transformador. A medida que envejecen en sus años de trabajo. En cambio, existen métodos para estimar la vida útil de un transformador en función del nivel de desgaste del material de aislamiento.

2.3. Definición de términos

- **Corriente de excitación.** - es la corriente medida cuando se determina que no hay pérdidas de carga, cuando el otro devanado abierto.
- **Tensión de cortocircuito.** - el voltaje requerido para que la corriente nominal fluya a través del transformador en condiciones de cortocircuito.
- **Pérdida de carga** - Ocurre cuando un transformador transporta corriente a plena carga, también conocida como pérdida de cobre.
- **Pérdidas por Resistencia.** – Se producen como consecuencia de la corriente de carga y se determinan por la siguiente fórmula I^2R .
- **Pérdidas por dispersión.** – Se producen debido a los flujos de dispersión en el núcleo.
- **Eficiencia.** - Es la relación entre la potencia a la salida con la potencia de entrada del transformador
- **Relación.** – Es la proporción entre el Voltaje del Primario y el Voltaje del Secundario.
- **Demanda Máxima.** – Es la potencia que coincide durante un periodo determinado de tiempo.
- **Factor de Demanda.** – Se determina dividiendo la máxima demanda de un

sistema entre la carga total conectada.

Capítulo III

Marco Metodológico

3.1. Tipo y Diseño de Investigación.

3.1.1. Tipo de Diseño

3.1.1.1. Investigación Descriptiva Adaptativa

Conforme a Vera, Tam Malaga, & Oliveros Ramos, (2008) se desarrolla una investigación descriptiva debido a que se tomará y describirá el contexto en el que se engloba la investigación; y adaptativa debido a que tomaremos el conocimiento de una tecnología contemporánea para ser adaptada por los beneficios finales.

3.1.2. Tipo de Fin

3.1.2.1. Investigación Científica

Es una investigación científica porque recolecta información de documentos, experiencias y/o ideaciones, imaginación, ensayo error, y sigue etapas lógicas y sistemáticas que se van integrando en el proceso para poder cuantificar y resolver los problemas específicos al tema estudiado.

3.2. Línea de Investigación

Calidad de la Energía.

3.3. Población y Muestra de Estudio

La población son las subestaciones de la concesionaria electro oriente de la unidad de negocio Tarapoto.

La muestra son las subestaciones con el mayor índice de pérdidas, de la concesionaria electro oriente de la unidad de negocio Tarapoto, que en nuestro caso son 05:

1. SED 201568E
2. SED 201425E
3. SED 201315E
4. SED 201866E
5. SED 201141E

El muestreo fue intencional a criterio del investigador.

Criterios de inclusión

Las muestras se seleccionaron utilizando criterios de conveniencia y del investigador, ya que se requería que las 5 estaciones de campo produjeran todas las muestras y cálculos necesarios para realizar el estudio.

3.4. Análisis Estadístico e Interpretación de Datos

El análisis de datos se realizará mediante estadística descriptiva utilizando:

medidas de tendencia central

Promedio (promedio)

Es el indicador estadístico de tendencia central más importante, que permitirá determinar el valor promedio de pérdidas en el sistema eléctrico.

Medida de dispersión

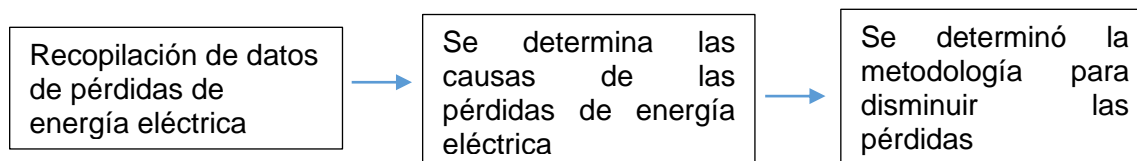
Un parámetro estadístico que representa la distancia entre los datos y la media aritmética. Se utilizan como indicadores de la variabilidad de los datos. La métrica de propagación que usaremos es el rango.

3.5. Hipótesis

Mediante una metodología se disminuye las pérdidas técnicas de electricidad en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto.

3.6. Diseño de Contrastación de Hipótesis

Para conseguir los datos se siguió la siguiente secuencia:



3.7. Optimización de Variables

3.7.1. Variable Única

Control de pérdidas técnicas de energía eléctrica

Tabla 1

Operacionalización de variables

Variables	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicadores
Única: Control de pérdidas técnicas de energía eléctrica	Es precisamente la discrepancia entre la energía comprada y vendida, provocada por la conversión en calor o robada de la electricidad que transita en la red eléctrica de distribución, la que provoca pérdidas económicas a las empresas. franquiciado (Martínez, 2012)	Valores obtenidos del cálculo de los componentes que componen el circuito eléctrico y del estudio de las circunstancias de entrega y del proceso de liquidación	Energía Eléctrica (kW-h) Potencia Eléctrica (kW) Máxima Demanda (kW)

Nota fuente: Elaboración propia

3.8. Métodos y Técnicas de investigación

3.8.1. Métodos

3.8.1.1. Síntesis bibliográfica

Toda investigación cuantitativa y cualitativa tienen como base la síntesis bibliográfica que consiste en la busca de información en fuentes documentales, tales como revistas, periódicos, papers, libros, entrevistas, etc (MASSARIK, 2018).

3.8.2. Técnicas

Las técnicas que se plasman en esta tesis están en relación a las distintas etapas en las que se desarrolla el proyecto de investigación, además de estar relacionado con los métodos y los instrumentos.

Las técnicas que se aplicaran en la investigación se resumen a continuación:

Observación: Se aplicará con la finalidad de realizar un diagnóstico de la situación actual con respecto de las instalaciones eléctricas, se utiliza un cuaderno de apuntes, lapicero y cámara fotográfica.

3.9. Instrumentos de investigación

De acuerdo al método y técnicas seleccionado nos presenta los instrumentos que debemos usar, a continuación, los describiremos.

Ficha de Observación

Mediante la cual se podrá recopilar la información del estado actual de las subestaciones de distribución.

Capítulo IV

Análisis e Interpretación de los Resultados

4.1. Determinar las pérdidas técnicas de energía eléctrica en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto

Se instaló un equipo (analizador de red) para determinar las pérdidas técnicas de energía eléctrica y se tomó como muestra las siguientes subestaciones:

Tabla 2: *Características de los Transformadores a evaluar*

Subestación	Potencia (kVA)	Tiempo de Operación (años)	Fabricante
SED 201568E	37,5	30,0	ABB
SED 201425E	50,0	23,0	ABB
SED 201315E	50,0	30,0	ABB
SED 201866E	75,0	25,0	SIEMENS
SED 201141E	100,0	23,0	ABB

Nota: Electro Oriente

Nuevamente, para cada subestación, se toman muestras en puntos específicos ubicados en:

1. Encima de la batería de la subestación.
2. Haga una selección al comienzo de la cadena.
3. Al final de la cadena seleccionada.
4. En circuitos de alumbrado público.

Cabe señalar que las medidas se tomaron aprox. semana y al mismo tiempo poder correlacionar eventos que hayan podido ocurrir durante las pruebas de cada subestación.

Como todos sabemos, la norma técnica empleada en el país para probar y determinar el nivel mínimo de calidad del servicio eléctrico es la norma técnica de calidad del servicio eléctrico. A continuación, describiremos la norma con las siglas NTCSE. La mencionada norma describe las medidas de tensión y sus correspondientes límites de tolerancia en los puntos de maniobra de los clientes en los sistemas de distribución pública de baja (BT) y media tensión (MT). También existen estándares internacionales que consideran estándares similares, como EN 50160 e IEC 61000.

A continuación, se muestra una descripción general que tiene en cuenta los requisitos principales de EN 50160 e IEC 61000 mencionados anteriormente.

Tabla 3: Requisitos de tensión según Norma EN 50160 y su comparación respecto a la IEC 61000.

No	Parámetro	Características de la tensión de entrada según la Norma EN 50160	Características de Baja Tensión según la serie EN 61000 de EMC	
			EN 61000-2-2	Otras normas
1	Frecuencia	BT, MT: valor medio de la fundamental medida a lo largo de 10 seg. $\pm 1\%$ (49,5 – 50,5 Hz) durante el 99,5% de la semana - 6%/+4% (47 – 52 Hz) durante el 100% de la semana	2%	
2	Variaciones de la tensión suministrada	BT, MT: $\pm 10\%$ durante el 95% de la semana, media de valores eficaces medidos en periodos de 10 minutos (Figura 1)		$\pm 10\%$ aplicado durante 15 minutos
3	Cambios bruscos de tensión	BT: 5% normal 10% infrecuente Plt ≤ 1 para el 95% de la semana MT: 4% normal 6% infrecuente Plt ≤ 1 para el 95% de la semana	3% normal 8% infrecuente Pst < 1,0 Plt < 0,8	3% normal 4% máximo Pst < 1,0 Plt < 0,65 (EN 61000-6-1, 6-2) hasta 60% durante 1000 ms (EN 61000-6-2)
4	Huecos en la tensión suministrada.	La mayoría: duración <1 seg., caída <60% Caídas locales limitadas causadas por una carga al conectarse: BT: 10 – 50%, MT: 10 – 50% (Figura 1)	Zonas urbanas: 1 – 4 meses	Hasta el 30% durante 10 ms Hasta el 60% durante 100 ms (EN 61000-6-1, 6-2) hasta 60% durante 1000 ms (EN 61000-6-2)
5	Interrupción breve de la tensión de suministro	BT, MT: (hasta 3 minutos) Pocas decenas – pocas centenas / año Duración del 70% de las interrupciones < 1 seg.		Reducción del 95% durante 5 seg. (EN 61000-6-1, 6-2)
6	Interrupción prolongada de la tensión de suministro	BT, MT: (mayor de 3 minutos) <10 – 50/año		
7	Sobretensión temporal a la frecuencia de la red	BT: <1,5 kV rms MT: 1,7 Uc (directamente a tierra o a través de una impedancia) 2,0 Uc (sin toma de tierra o tierra compensada)		
8	Sobretensiones transitorias	BT: generalmente < 6kV, ocasionalmente mayor, tiempo de subida: ms - μ s. MT: No definido		± 2 kV, fase a tierra ± 1 kV, fase a fase 1,2/50(8/20) Tr/Th μ s (EN 61000-2-12)
9	Desequilibrio de tensión de suministro	BT, MT hasta 2% durante el 95% de la semana, media de valores eficaces medidos en periodos de 10 minutos, hasta el 3% en algunos lugares	2%	2% (IEC 61000-2-12)
10	Tensión armónica	BT, MT: véase Tabla 2	6%-5%; 5%-7%; 3,5%-11%; 3%-13%; THD < 8%	5%-3%; 6%-5%; 5%-7%; 1,5%-9%; 3,5%-11%; 3%-13%; 0,3%-15%; 2%-17% (EN 61000-3-2)
11	Tensión interarmónica	BT, MT: en estudio	0.2%	

Fuente: Norma EN 50160 y IEC 61000

Por otro lado, aplicando los principios de la NTCSE mencionados anteriormente y de las normas EN 50160 e IEC 61000, se determina que la NTCSE tiene aspectos

muy parecidos a la EN 50160, aunque implementa muchos aspectos importantes de la norma técnica peruana. estándar. para pruebas de calidad de energía Los aspectos son muy similares a la fila anterior. En estándares parecidos podemos hallar a la: frecuencia, fluctuaciones de voltaje, interrupciones, armónicos de voltaje; pero tenga en cuenta que la tolerancia, el alcance y el rango operativo de la herramienta varían.

En la NTCSE, se tiene en cuenta que el mínimo período de medición de los parámetros es de siete (7) días calendario consecutivos. Durante cada ciclo de medición se miden los parámetros de calidad del producto y se calculan valores promedio en intervalos de voltaje y frecuencia de quince (15) minutos. Estos períodos se denominan "intervalos de medición".

El indicador de calidad de la evaluación de la tensión de alimentación es la diferencia (ΔV_k) entre los valores medios del valor eficaz instantáneo (RMS) medido en el lugar de alimentación (V_k) y el mismo punto de valor de tensión nominal (V_N). La expresión correspondiente es la siguiente:

$$\Delta V_k = \frac{(V_k - V_N)}{V_N} \times 100\%$$

La NTCSE (1999) define las tolerancias y las diferencias de calidad de la siguiente manera:

La tensión nominal en los puntos de alimentación debe tener una tolerancia de $\pm 5,0\%$ de la tensión nominal en estos puntos en todas las fases y en todos los

niveles de tensión. Para redes secundarias en servicios clasificados como urbano-rural y/o rural, la tolerancia especificada es de hasta $\pm 7,5\%$. La calidad de la energía se considera mala si el voltaje excede las tolerancias especificadas en este texto por más del cinco por ciento (5%) del período en que se realizó la medida.

En seguida, presentamos las muestras obtenidas en campo y luego se utiliza la especificación NTCSE para verificar la calidad de voltaje de la fuente de alimentación en estudio.

Análisis de mediciones efectuadas en fin de circuito de subestaciones

a. SED 201568E

Las mediciones hechas en esta subestación se realizaron desde el 26.04.22. al 05.02.22 como se muestra en la siguiente imagen:

Sistema:	Sistema de 4 conductores
Tensión nominal:	230.00 V / 398.37 V
Frecuencia:	60 Hz.
Intervalo:	600 s
Frecuencia telecomando:	600 s
Inicio:	26.04.2022 17:50:00
Final:	05.05.2022 18:20:00
Duración:	6d 0h 30m 0s
Cantidad de intervalos:	867
Modelo PQ-Box:	PQ-Box 100: Basic
N° de serie:	1249-122

Figura 7: Información de mediciones efectuadas en SED 201568E.

Medición en fin de circuito 2 (C – 2) – Suministro 200040014

Las mediciones se realizaron al final del circuito en la subestación 201568E correspondiente a la fuente de corriente 200040014 de donde se consiguió mediante el registrador de red A - EBERLE PQ - BOX 100 N° 1249 - 122, como se aprecia en la Figura 8.

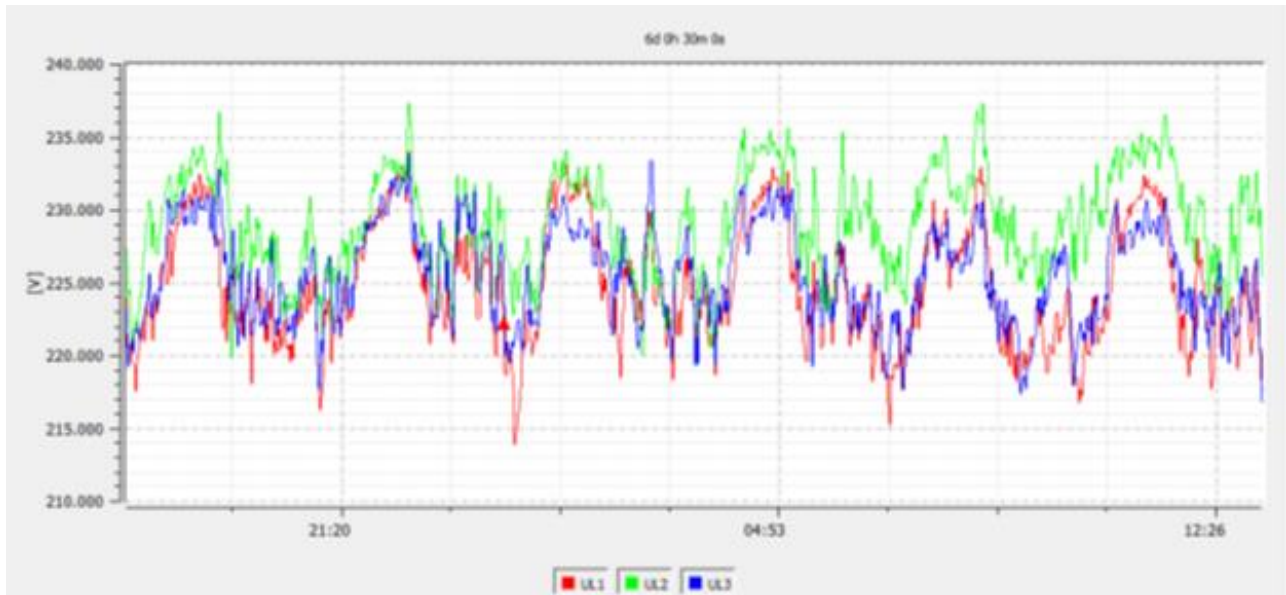


Figura 8: Variaciones de tensión durante medición en fin de circuito C-2 (SED 201568E).

Teniendo en cuenta que durante la medición (5 días) (209V - 231V) las fluctuaciones de voltaje no deben exceder el límite especificado $\pm 5\%$, el valor medido obtenido 231.71V - 234.38V - 230.93V está +5.6% fuera del valor límite. el rango indicado por el rango estándar.

Pérdidas en el transformador

Tabla 4: *Pérdidas en el Transformador de la SED 201568E*

Indice de carga	Pfe (W)	Pcu (W)	Rendimiento (%)
0,2	200	57	97.0
0,4	200	125	97.9
0,6	200	289	97.9
0,8	200	510	97.8
1,0	200	810	97.3
1,2	200	1060	97.0

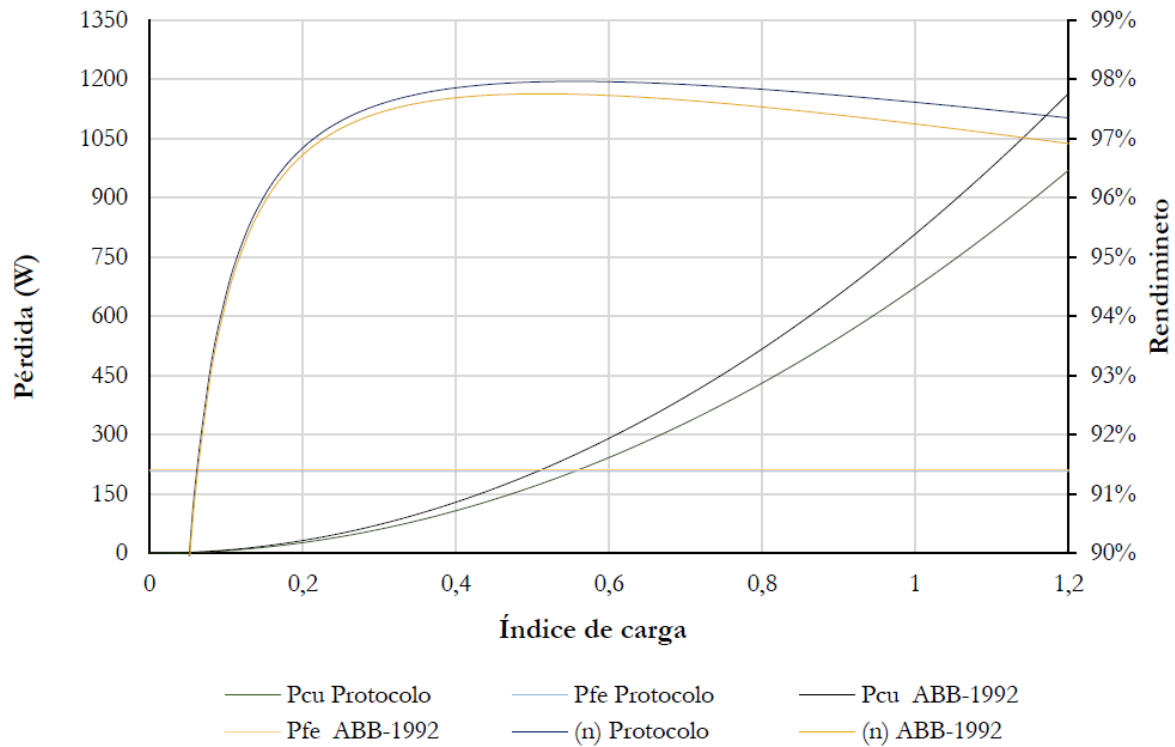


Figura 9: *Pérdidas en el Transformador de 37,5 kVA – ABB*

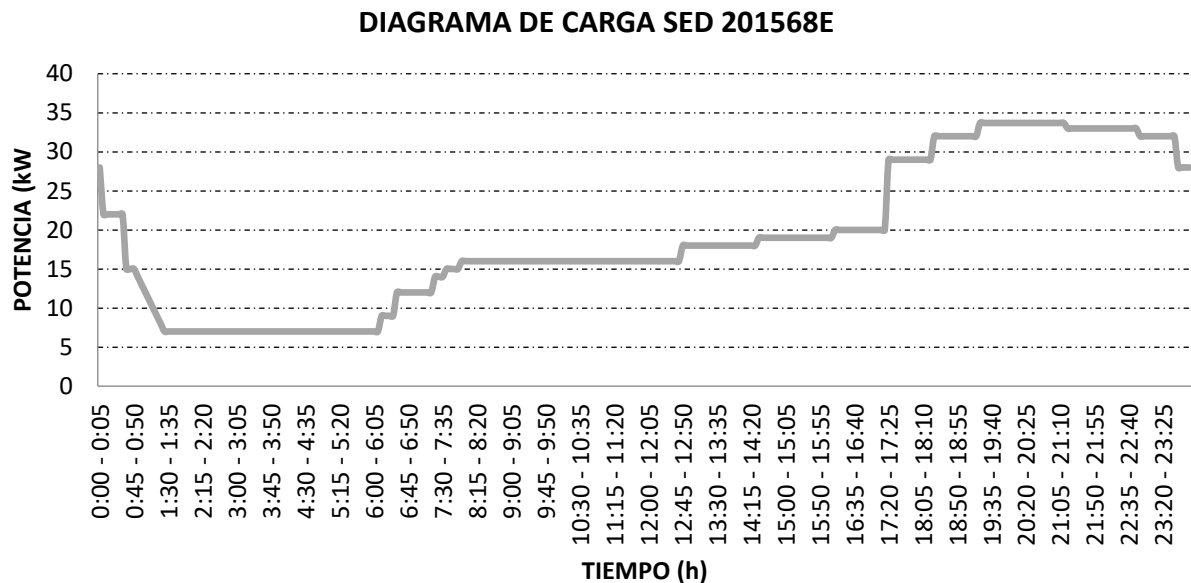


Figura 10: *Diagrama De Carga SED 201568E*

Del gráfico anterior obtenemos un Factor de Carga de 56,2%.

b. SED 201425E

Las mediciones de esta subestación se realizaron a partir del 04.12.22. al 19.04.22 como se muestra en la siguiente imagen:

Sistema:	Sistema de 4 conductores
Tensión nominal:	230.00 V / 398.37 V
Frecuencia:	60 Hz.
Intervalo:	600 s
Frecuencia telecomando:	168 Hz.
Inicio:	12.04.2022 16:20:00
Final:	19.04.2022 16:20:00
Duración:	7d 0h 0m 0s
Cantidad de intervalos:	1001

Modelo PQ-Box:	PQ-Box 100: Basic
N° de serie:	1249-122

Figura 11: Información de mediciones efectuadas en SED 201425E.

Medición de fin de circuito 5 (C-5) – Suministro 200320049

Las mediciones se realizaron al final del circuito en la subestación 201425E correspondiente a la fuente 200320049. Los datos se obtuvieron con el registrador de red A - EBERLE PQBOX 100 N° 1249 - 122.



Figura 12: Variaciones de tensión durante medición en fin de circuito C-5 (SED 201425E).

Durante la medición (5 días) (209 V - 231 V), las fluctuaciones de voltaje deben estar dentro del rango especificado de $\pm 5\%$, los valores de medición obtenidos DE 226,36 V – 228,97 V – 237,98 V son intervalos de +5,04 % fuera de los límites. el rango especificado en la norma.

Pérdidas en el transformador

Tabla 5: *Pérdidas en el Transformador de la SED 201425E*

Indice de carga	Pfe (W)	Pcu (W)	Rendimiento (%)
0,2	225	50	96.7
0,4	225	155	97.5
0,6	225	440	97.5
0,8	225	750	97.2
1,0	225	1180	96.9
1,2	225	1650	96.2

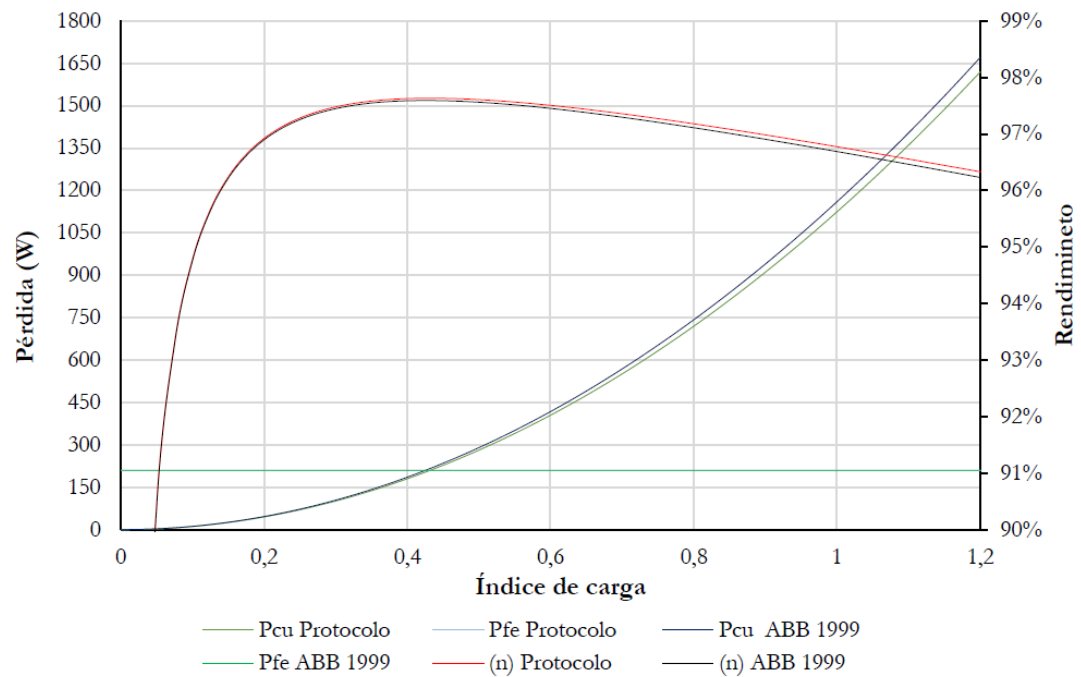


Figura 13: *Pérdidas en el Transformador de 50 kVA – ABB*

DIAGRAMA DE CARGA SED 201425E

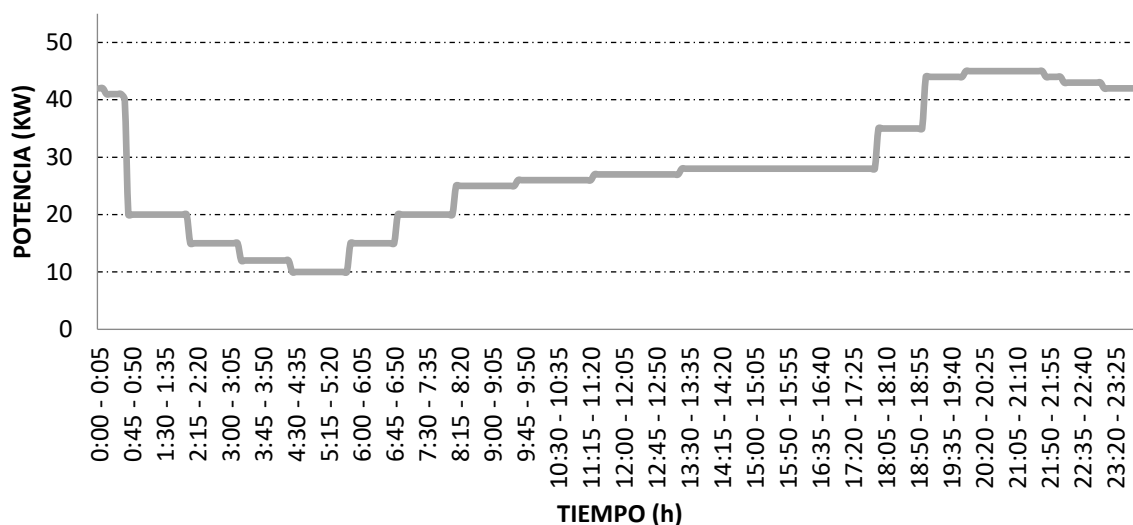


Figura 14: Diagrama De Carga SED 201425E

Del gráfico anterior obtenemos un Factor de Carga de 61,2%.

Del gráfico anterior obtenemos un Factor de Carga de 57.9%.

c. SED 201315E

Los datos para esta subestación se realizaron del 07/05/22 al 13/05/22 como se muestra en la siguiente figura:

Sistema:	Sistema de 4 conductores
Tensión nominal:	230.00 V / 398.37 V
Frecuencia:	60 Hz.
Intervalo:	600 s
Frecuencia telecomando:	168 Hz.
Inicio:	07.05.2022 19:30:00
Final:	13.05.2022 17:10:00

Duración:	5d 2h 40m 0s
Cantidad de intervalos:	850
Modelo PQ-Box:	PQ-Box 100: Basic
N° de serie:	1630-601

Figura 15: Información de mediciones efectuadas en SED 201315E.

Medición de fin de circuito 1 (C-1) – Suministro 200023200

Las medidas se tomaron al final del circuito en la subestación 201315E correspondiente a la fuente 200320049. En síntesis, se obtuvo con el registrador de red A - EBERLE PQBOX 100 N° 1630-601.

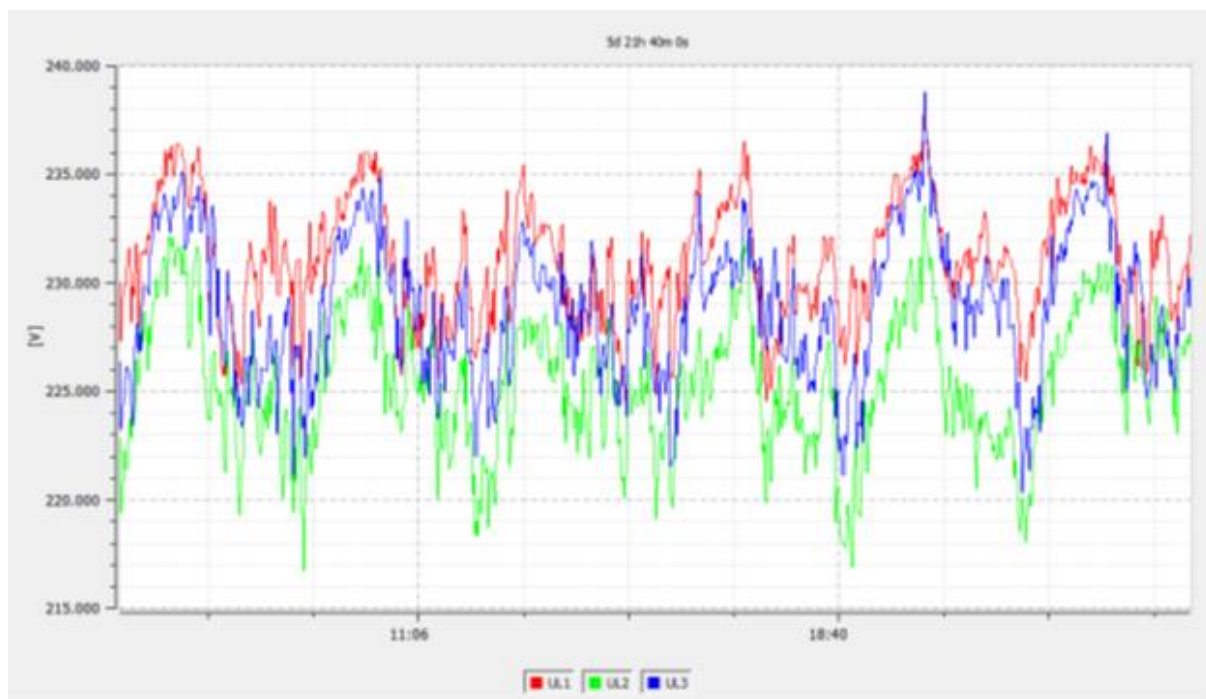


Figura 16: Variaciones de tensión durante medición en fin de circuito C-1 (SED 201315E).

Para las fluctuaciones de voltaje durante la medición (5 días) (209V - 231V), el límite especificado fue de $\pm 5\%$ y el valor medido resultante fue 235,59V - 230,73 - 234,06, que representa el rango de intervalo de +6, 12. % como se define en la norma.

Pérdidas en el transformador

Tabla 6: *Pérdidas en el Transformador de la SED 201315E*

Indice de carga	Pfe (W)	Pcu (W)	Rendimiento (%)
0,2	280	82	97.3
0,4	280	155	98.0
0,6	280	430	98.0
0,8	280	720	97.6
1,0	280	1050	97.4
1,2	280	1510	97.0

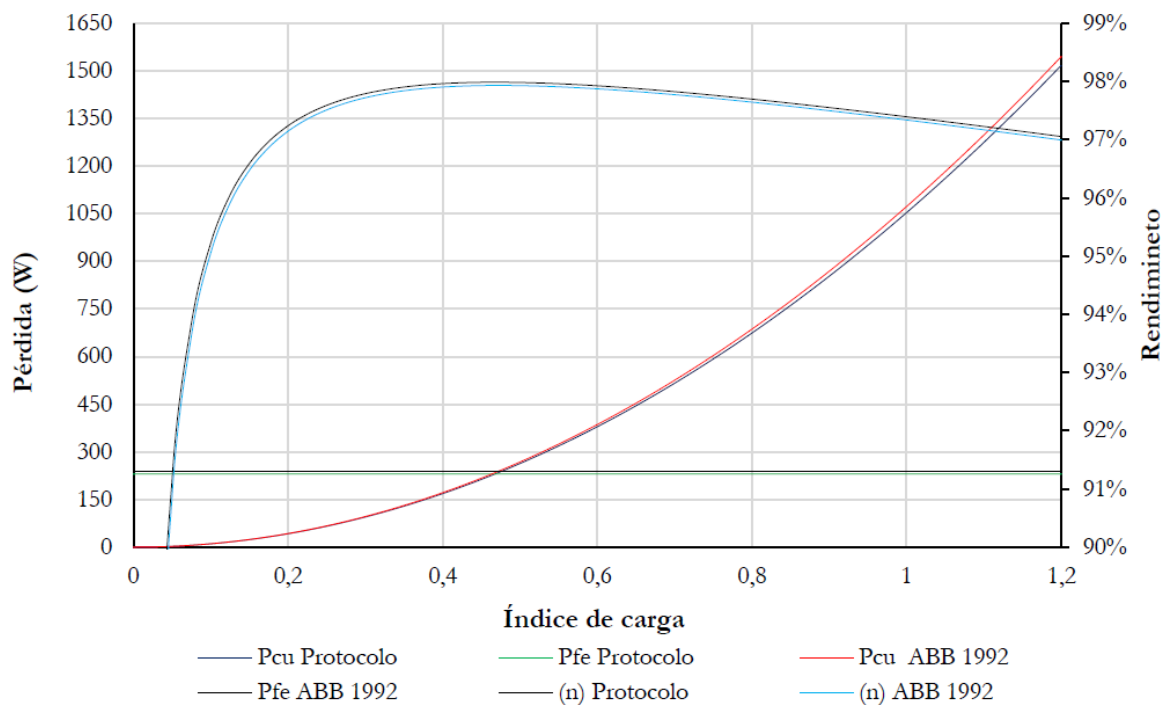


Figura 17: *Pérdidas en el Transformador de 50 kVA – ABB*

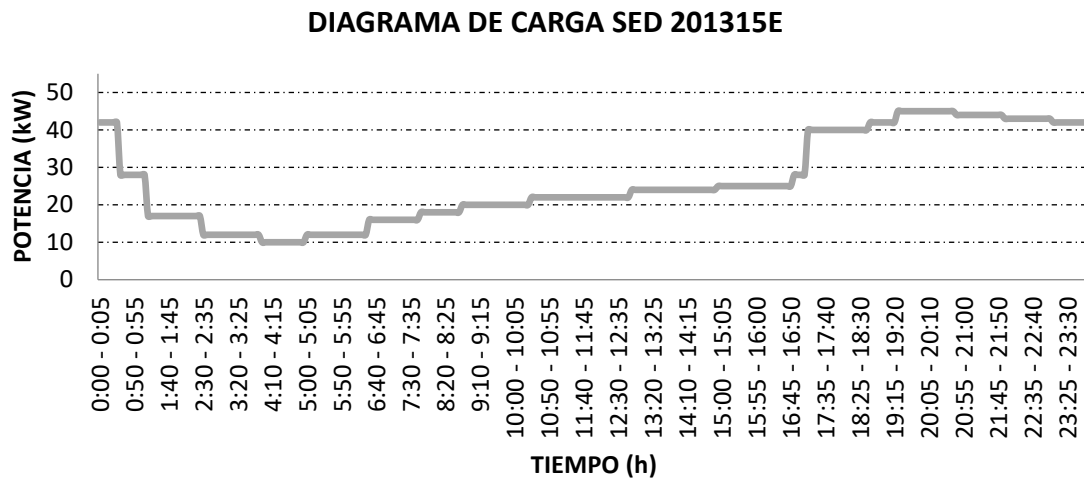


Figura 18: *Diagrama De Carga SED 201315E*

Del gráfico anterior obtenemos un Factor de Carga de 58,3 %.

d. SED 201866E

Los datos para esta subestación se realizaron del 11/05/22 al 17/05/22 como se muestra en la imagen a continuación:

Sistema:	Sistema de 3 conductores
Tensión nominal:	5773.50 V / 10000 V
Frecuencia:	60 Hz.
Intervalo:	600 s
Frecuencia telecomando:	168 Hz.
Inicio:	11.05.2022 12:30:00
Final:	17.05.2022 18:30:00
Duración:	6d 6h 0m 0s
Cantidad de intervalos:	600
Modelo PQ-Box:	PQ-Box 100: Basic
N° de serie:	1451-103

Figura 19: *Información de mediciones efectuadas en SED 201866E.*

Medición de fin de circuito 2 (C-2) – Suministro 200342064

Las mediciones se realizaron al final del circuito en la subestación 201866E correspondiente a la fuente 200342064. Del resumen obtenido mediante el registrador de red A - EBERLE PQBOX 100 N° 1451 - 103 se obtiene como resumen el siguiente:



Figura 20: Variaciones de tensión durante medición en fin de circuito C-2 (SED 201866E).

En el caso de fluctuaciones de tensión durante la medida (5 días), se determinó un límite de $\pm 5\%$ (209V - 231V) y las medidas obtenidas a 229,75V - 230,22V - 229,79V son intervalos de $\pm 4,5\%$ especificados en la norma.

Pérdidas en el transformador

Tabla 7: *Pérdidas en el Transformador de la SED 201866E*

Indice de carga	Pfe (W)	Pcu (W)	Rendimiento (%)
0,2	280	40	97.2
0,4	280	150	98.0
0,6	280	330	98.0
0,8	280	600	97.9
1,0	280	890	97.5
1,2	280	1340	97.3

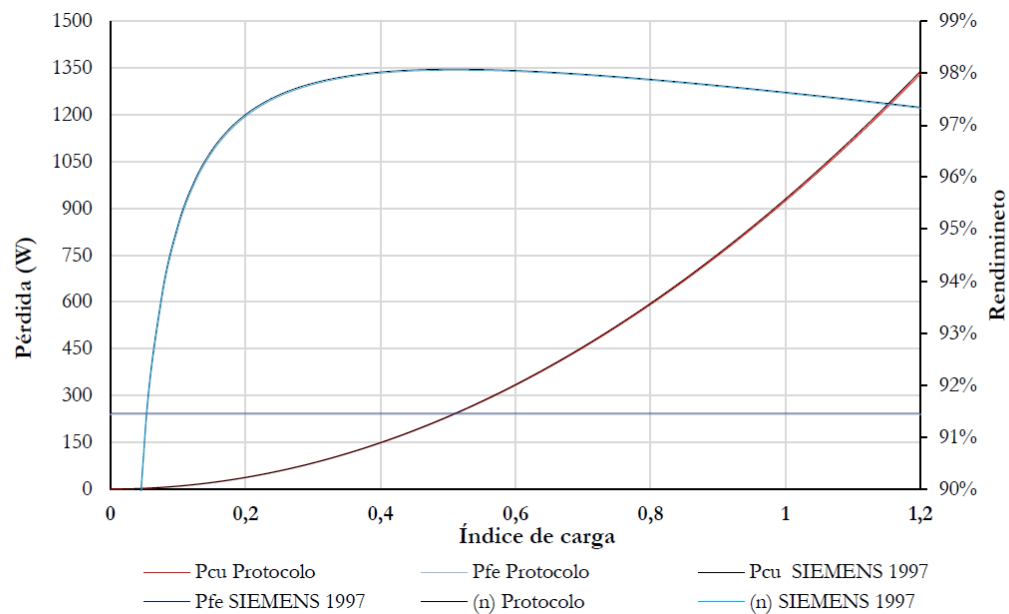


Figura 21: *Pérdidas en el Transformador de 75 kVA – ABB*

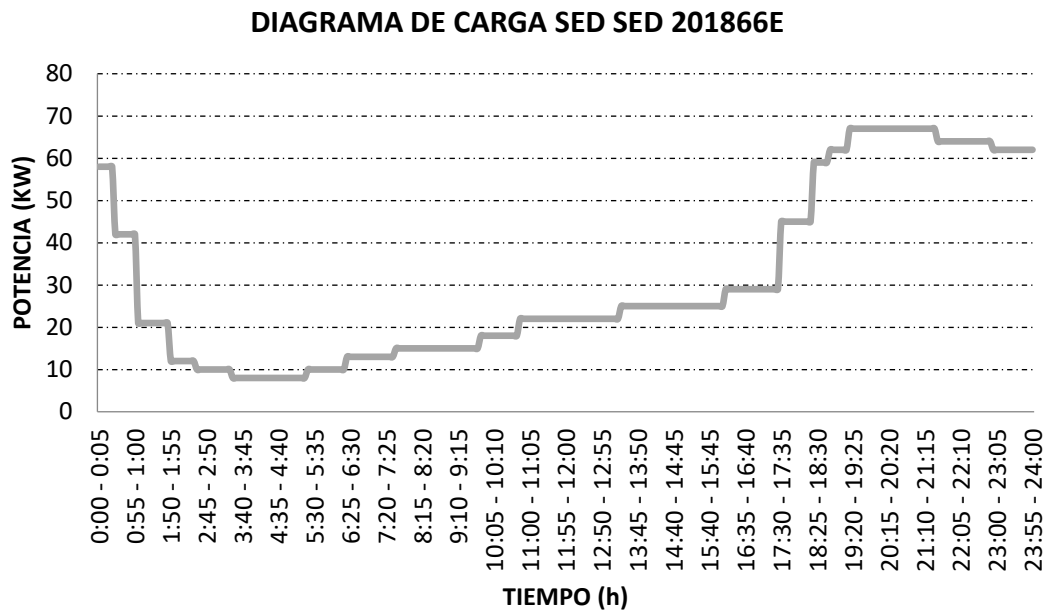


Figura 22: Diagrama De Carga SED 201866E

Del gráfico anterior obtenemos un Factor de Carga de 46,1 %.

e. SED 201141E

El registro de datos para esta subestación se realizó del 11/05/22 al 17/05/22 como se muestra en la siguiente figura:

Sistema:	Sistema de 3 conductores
Tensión nominal:	230.00 V / 398.37 V
Frecuencia:	60 Hz.
Intervalo:	600 s
Frecuencia telecomando:	168 Hz.
Inicio:	11.05.2022 11:30:00
Final:	17.05.2022 18:15:00
Duración:	6d 6h 45m 0s

Cantidad de intervalos:	603
Modelo PQ-Box:	PQ-Box 100: Basic
N° de serie:	1049-103

Figura 23: Información de mediciones efectuadas en SED 201141E.

Medición de fin de circuito 2 (C-2) – Suministro 200349326

Las medidas se tomaron al final del circuito en la subestación 201141E correspondiente a la fuente 200349326. De donde se obtuvo el resumen a través del registrador de red A - EBERLE PQBOX 100 N° 1049 - 103:



Figura 24: Variaciones de tensión durante medición en fin de circuito C-2 (SED 201141E).

Las fluctuaciones de tensión durante la medida (5 días), los límites determinados son $\pm 5\%$ (209V - 231V), las medidas obtenidas a 229,76V - 229,84V - 225,32V son intervalos de +3,9% especificados en la norma.

Pérdidas en el transformador

Tabla 8: *Pérdidas en el Transformador de la SED 201141E*

Índice de carga	Pfe (W)	Pcu (W)	Rendimiento (%)
0,2	305	40	97.0
0,4	305	150	97.8
0,6	305	330	97.8
0,8	305	600	97.4
1,0	305	890	97.2
1,2	305	1340	96.9

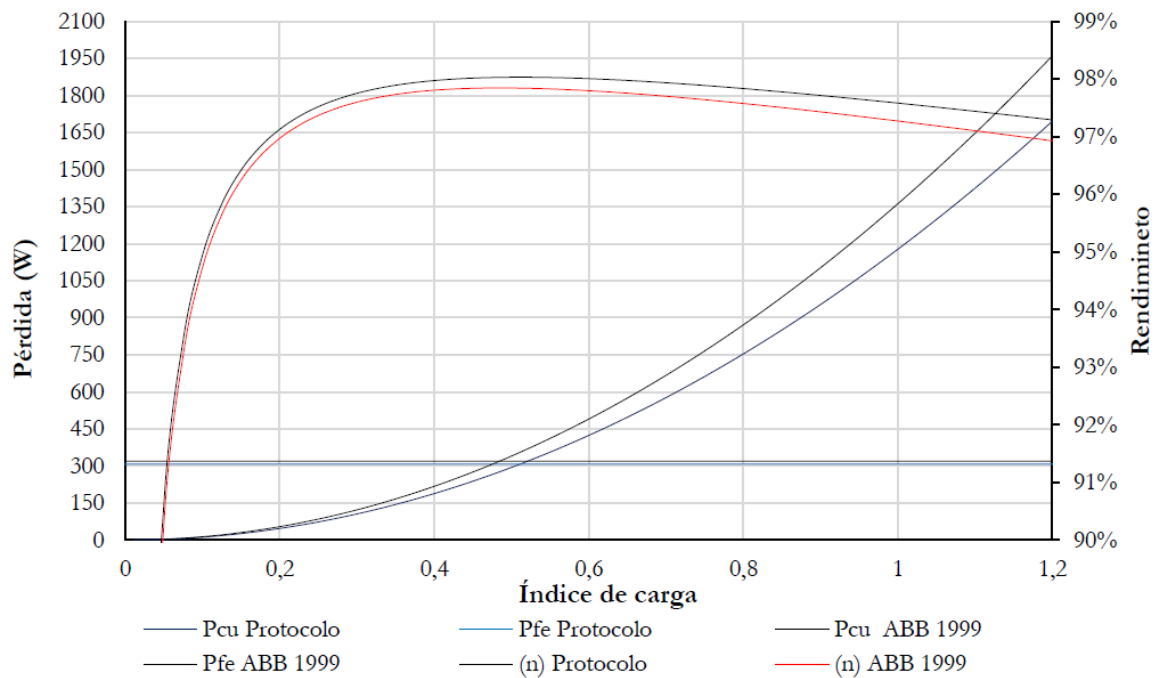


Figura 25: *Pérdidas en el Transformador de 100 kVA – ABB*

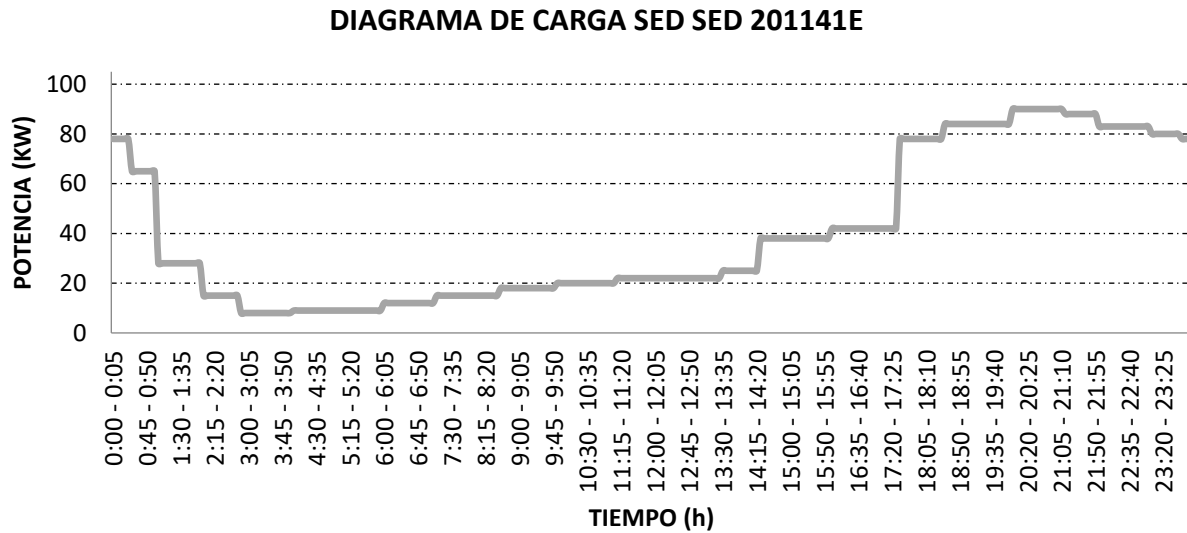


Figura 26: *Diagrama De Carga SED 201141E*

Del gráfico anterior obtenemos un Factor de Carga de 44,6 %.

4.2. Describir la metodología a utilizar para disminuir las pérdidas técnicas de energía eléctrica en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto

La metodología utilizada para disminuir las pérdidas técnicas de electricidad en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto, se basa en dos medidas a realizar:

- Se utilizará la programación del medidor con compensación de pérdidas, básicamente igual que cualquier medidor que va al laboratorio, la diferencia es el ingreso de los parámetros de pérdidas obtenidos del protocolo del transformador, y luego se indican los pasos a seguir:

- **Paso 1.** Revise los parámetros y especificaciones necesarios para configurar (programar) el medidor de energía según sea necesario o de acuerdo con la secuencia de instalación.
- **Paso 2:** Ingrese el usuario y la contraseña para ingresar al software de programación correspondiente.
- **Paso 3:** conecte la interfaz de comunicación, establezca la comunicación entre la computadora y el medidor de energía y verifique si la comunicación es correcta.
- **Paso 4:** Ingrese los parámetros requeridos tales como: constantes, relación de transformación, umbrales, nombre del cliente, etc. No olvide introducir el código de seguridad del contador de energía. A menudo, el software de la aplicación le permite guardar plantillas prediseñadas para cada tarifa, lo que facilita y reduce el tiempo de configuración (programación) del medidor.
- **Paso 5:** Escriba la configuración requerida en Energy Counter. Cabe señalar que el proceso de contraescritura (programación) se ha completado con éxito.
- **Paso 6:** Comprueba que la constante resultante, el factor interno de multiplicación, es correcta. Para ello, se deben realizar las siguientes comprobaciones:

$$k_e = \frac{ITC_{primario}}{ITC_{secundario}} * \frac{VTC_{primario}}{VTC_{secundario}} * \frac{kh}{Num.impulsos}$$

Donde:

$ITC_{primario}$ = Es el valor de la intensidad nominal de corriente en el lado primario del transformador de corriente, en amperios.

$ITC_{\text{secundario}}$ = Es el valor de la intensidad nominal de corriente en el lado secundario del transformador de corriente en amperios.

VTP_{primario} = Es el valor de la tensión nominal en el lado primario del transformador de potencial, en voltios.

$VTP_{\text{secundario}}$ = Es el valor de la tensión nominal en el lado secundario del transformador de potencial, en voltios.

kh = Constante del contador de energía en Wh/pulso.

Numero de pulsos = Es la constante de pulsos del contador de energía.

- **Paso 7:** Se debe comprobar la necesidad de compensación de pérdidas, para lo cual se modela el transformador de distribución según su protocolo de ensayo, teniendo en cuenta los valores de ensayo de cortocircuito, vacío y resistencia del transformador de distribución. Asimismo, esta configuración también se escribe en el contador (paso 5).

- **Paso 8:** almacene la información del medidor de electricidad en la base de datos de la biblioteca del calibrador según sea necesario y, si es necesario, imprima la configuración escrita (programada) en el medidor de energía, obtenga los datos físicos y lea el medidor.

- Se puede ver en el artículo anterior que cuando la subestación está sobrecargada, las pérdidas relacionadas con la energía aumentarán. Se recomienda no sobrecargar la subestación.

4.3. Plan de Control para la disminución de pérdidas

A.- Premisas para la realización del plan

Poder definir un plan de pérdidas, además del nivel de pérdidas de la red y su distribución por calidad de voltaje, circuito, causa, etc. la conceptualización y el diagnóstico requieren la aceptación de la alta dirección.

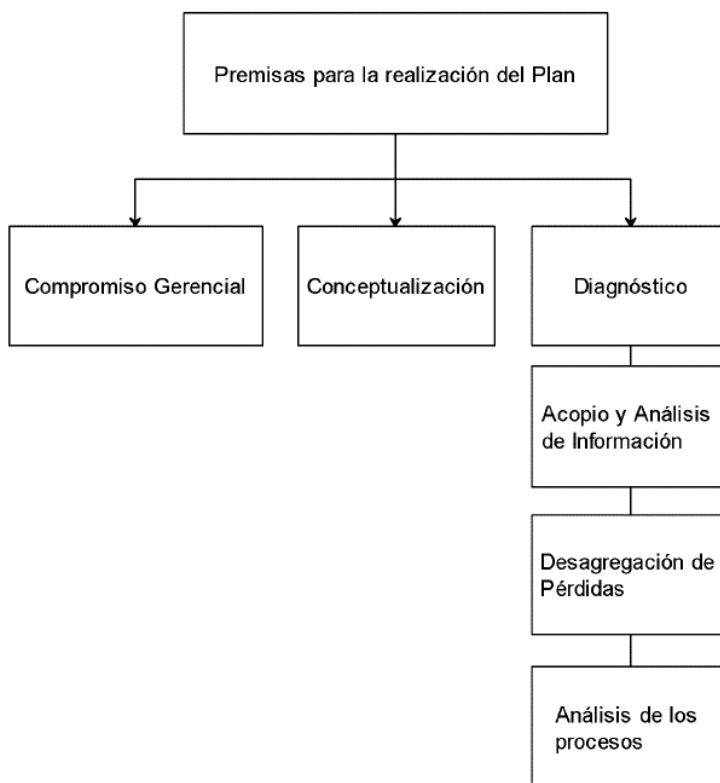


Figura 27: *Premisas para la realización del plan*

a. Compromiso Gerencial

Se requiere entender lo fácil que es elaborar un plan de reducción de pérdidas, comenzando por la gerencia de la empresa, la cual cuenta con el mismo directorio de la empresa, de cuyas actas se deben extraer las políticas que le permitan a la empresa administrar efectivamente la implementación de su plan de acción. Cualquier plan de reducción de pérdidas fallará si estas pautas no son claras y no tienen un compromiso real de la gerencia. La mejor opción de meter en razón a la plana jerárquica de una empresa de la idoneidad de un programa de reducción de

pérdidas es brindar una evaluación razonable y convincente de los costos y beneficios económicos de esas pérdidas. Por eso es tan importante informar de forma totalmente creíble en base a un sistema de medición suficientemente fiable. Antes de iniciar cualquier plan de remediación, la iniciativa para implementar el plan debe recaer en la alta dirección, y el compromiso de la dirección y las políticas de mitigación deben documentarse por escrito.

Es necesario proporcionar una cultura de disminución de pérdidas en toda la empresa.

b. Conceptualización

En esta etapa hay que tener en cuenta:

- Capacitación general, incluyendo la sensibilización de todos los colaboradores de la empresa y su vinculación efectiva a los programas de reducción de pérdidas.
- Capacitación específica en temas de disminución de pérdidas para los integrantes del equipo de gestión del programa.
- Consejo de expertos nacionales e internacionales.
- Consultar con expertos o profesionales en otras áreas de conocimiento relacionadas con el tema:

- Comprensión de las operaciones de la empresa.

☐ Rejilla

☐ Expertos financieros

- Expertos en selección de personal

☐ Experto en selección de material de equipos

- Especialista en informática y sistemas de información

☐ Colaboradores sociales, sociólogos y líderes comunitarios.

☐ Asesor jurídico

☐ Anunciante

La conceptualización permite identificar las pérdidas espaciales y temporales, distinguir sus causas, controlarlas a través de la planificación y también permite evaluarlas de manera efectiva. Sin una conceptualización adecuada, el plan conducirá a una falla predecible a medida que ocurran pérdidas por causas y ubicaciones específicas. Por otro lado, ignorar u oscurecer la realidad social de las personas que roban energía y tratar de conceptualizar el control de daños con base en mecanismos puramente represivos es otro factor que muchas veces conduce al fracaso de los programas de reducción de pérdidas.

c. Diagnóstico

La fase de diagnóstico tiene como objetivo determinar el estado de los problemas de la empresa y evaluar las estrategias de control adoptadas, lo que constituye un paso importante en la elaboración de un posible plan futuro de reducción de pérdidas.

A través del asesoramiento de expertos (internos o externos) en la materia, la organización debe determinar cuáles son sus pérdidas totales, así como las pérdidas técnicas y no técnicas. En esta etapa de diagnóstico, se debe hacer una distinción clara entre causas técnicas y no técnicas de pérdida, ya que cada una tiene un enfoque diferente.

Este diagnóstico, es una señal suficiente para enfocar un proceso que de otro modo

podría estar condenado a ser ineficaz.

El análisis de la información debe incluir documentos que respalden el plan

Análisis de pérdidas pasadas y sus consecuencias.

Análisis de los procesos

Para avanzar en la preparación del plan de disminución de pérdidas, es necesario dividir las actividades afines con el tema en procesos y a partir de ellos identificar la cadena de valor inherente a cada proceso, respetar y considerar los aspectos específicos de cada uno. empresa, que por sus características deben ser tenidas en cuenta en la planificación, a favor o en contra de la asignación de valor añadido en cada proceso.

B.- Estructura organizacional del plan

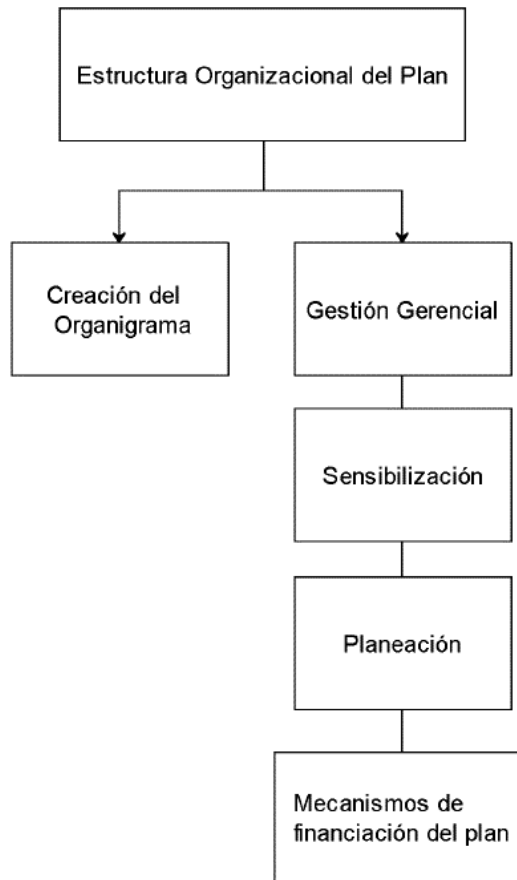


Figura 28: *Estructura organizacional del plan*

El plan de mitigación debe tener una base administrativa, técnica y comercial proporcionada por la alta dirección. Por esta razón, es importante crear una estructura organizativa que pueda aprovechar los recursos de diferentes áreas para la planificación de pérdidas. En esta área, el liderazgo gerencial juega un papel especial en el análisis de diagnóstico, la planificación estratégica, la definición de metas y objetivos del programa, la aprobación de recursos y presupuestos y el seguimiento del programa. Las estructuras organizacionales pueden formarse funcionalmente o en forma de matriz. Un proyecto (proceso), así mismo debe abarcar una serie de actividades comerciales, técnicas y sociales en la empresa, y

debe estar armónicamente coordinada.

A. Creación del Organigrama

Para proporcionar la comprensión de las funciones cubiertas, se plantea una posible estructura funcional que abordará las actividades clave a considerar en un plan de reducción de pérdidas.

La organización debe contar con una estructura organizacional que permita los procesos relacionados con el plan de mitigación de pérdidas. En la estructura organizativa, la alta dirección debe estar en una posición de liderazgo porque debe haber un departamento funcional:

- **Unidad técnica:**

Encargada de las funciones de analizar de la información y su conexión con los sistemas de facturación y negocios de la organización.

- **Unidad de sistemas de información**

Su función es recopilar, organizar y obtener información valiosa para la planificación.

- **Unidad financiera y jurídica**

Evaluar los componentes financieros y legales del plan, evaluar las posibles consecuencias financieras y legales de varias medidas en la organización.

- **Unidad de proyectos y/o contrataciones**

Responsable del análisis del proyecto resultante del plan.

- **Unidad de materiales**

Responsable de la evaluación, selección y gestión de la adquisición de equipos y

materiales necesarios para el plan.

- **Unidad operativa**

Encargada de ejecutar las obras derivadas del plan.

Porque el personal será la unidad funcional que sustente y apoye el programa de comunicación del programa en la gestión social, las relaciones con la sociedad, el análisis del entorno socioeconómico y la forma en que la empresa presta sus servicios.

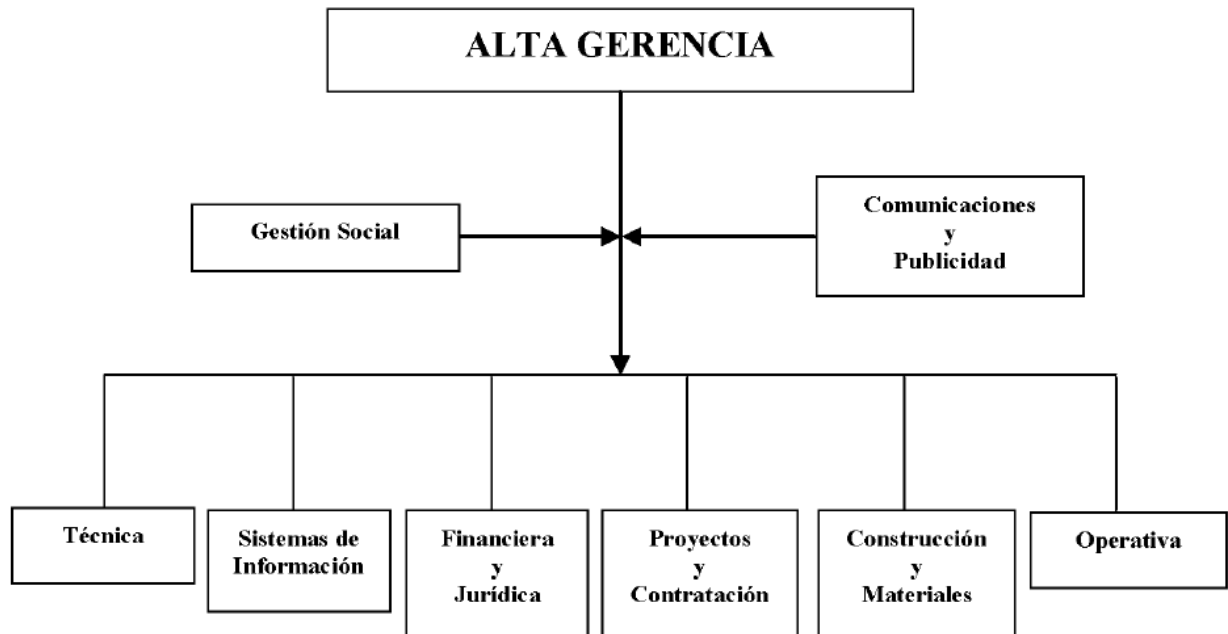


Figura 29: Estructura organizacional del plan de pérdidas

E. Contenido del plan

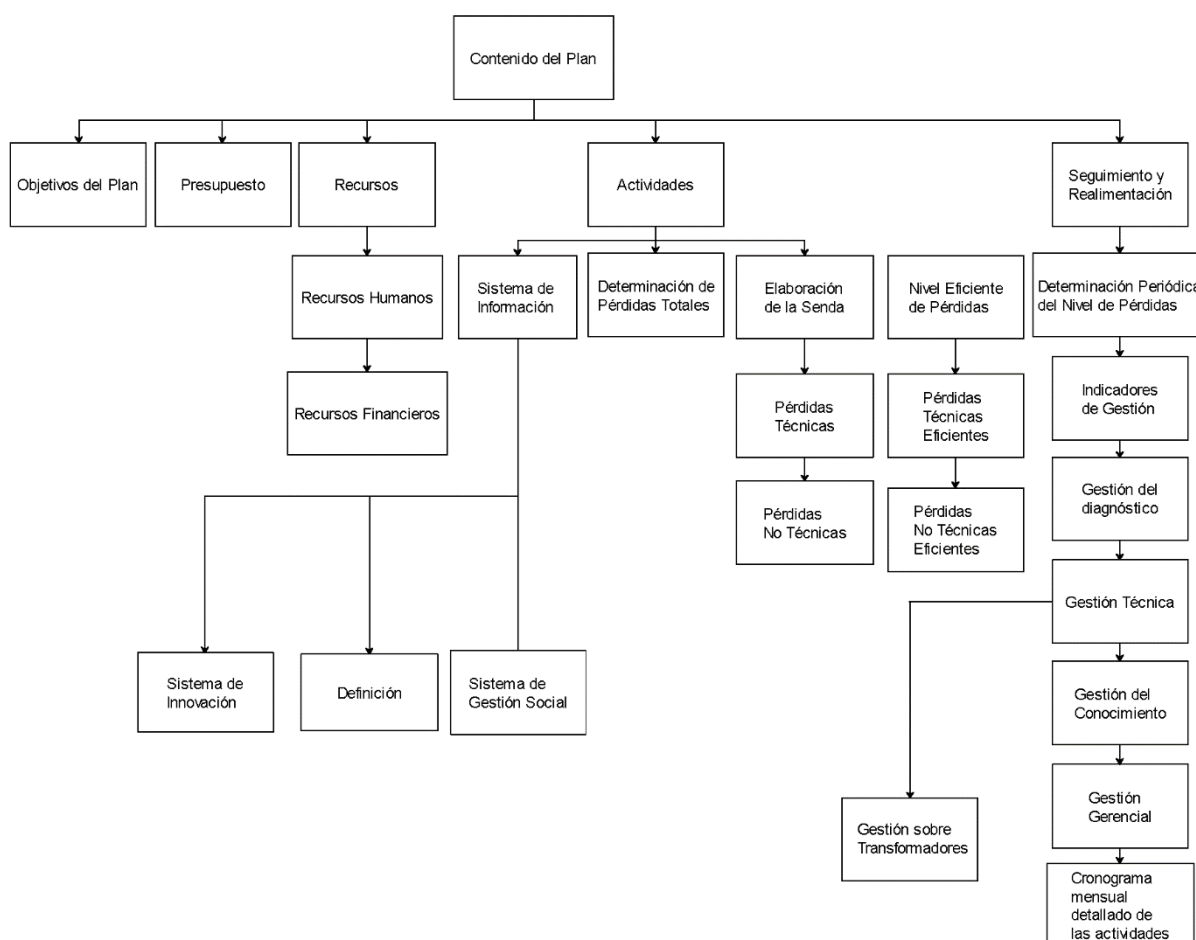


Figura 30: *Contenido del plan*

F. Presupuesto

Para preparar un presupuesto, es necesario recopilar información (o crear información que no existe) y determinar los flujos de efectivo esperados que servirán como base para evaluar el plan.

El análisis del programa requiere la realización de los estudios técnicos, sociales, organizacionales, administrativos y económicos realizados en la etapa anterior. Los estudios técnicos determinan el tamaño y el alcance de las pérdidas, así como la ruta de pérdida efectiva. También define cómo resolver problemas técnicos. La

investigación social ofrece estrategias para resolver los problemas sociales de reducción de daños. Este aspecto es fundamental en los programas de reducción de pérdidas técnicas. Los estudios organizacionales incluyen cómo las empresas han implementado una cultura de reducción de pérdidas y el compromiso de todos los miembros de la organización, no solo de aquellos que integran las unidades de control y reducción de pérdidas.

Al crear un presupuesto, la empresa debe preparar un plan de inversión relacionado con el plan de reducción de pérdidas, evaluarlo y determinar los flujos de efectivo en el tiempo, que en principio pueden evaluarse una vez por trimestre y cubrir un período correspondiente a este plan. Se espera que los senderos no duren más de 4 años.

Para implementar este plan, se presupuestaron S/. 20.000 soles/año. 240 000.

G. Recursos

a.- Recursos humanos

Los recursos humanos son la base para la implementación de los planes de mitigación de pérdidas.

El mismo que debe estar comprometido y capacitado para desarrollar un plan. Las empresas deben establecer una estructura organizativa que les permita ejecutar y dar soporte a los procesos asociados a los programas de mitigación de pérdidas.

Los recursos humanos deben ser de los siguientes tipos:

- Gestión: describe políticas y estrategias para la solución de problemas.
- Tecnología: Analiza la información y enfócate en las soluciones más efectivas a

los problemas.

- Accionable: Concretar la solución de manera efectiva.
- Apoyo: Llegar a todos los niveles de la sociedad

b.- Recursos Financieros

Las empresas generalmente tienen que buscar tales programas.

Financiamiento nacional e internacional. La forma de financiación puede ser Préstamos, créditos y cooperación técnica. Los programas de reducción de pérdidas pueden ser total o parcialmente financiados. Generalmente, los organismos internacionales que otorgan préstamos o créditos a países latinoamericanos lo hacen con el fin de incrementar la eficiencia económica y por ende la competitividad del sector. Banco Interamericano de Desarrollo - Entidades como el BID brindan financiamiento para apoyar políticas y programas que aumentan el potencial de desarrollo de los países.

En general, las instituciones que financian este tipo de programas requieren transparencia corporativa y la capacidad de ejecutarlos.

Este programa es particularmente importante para ampliar las oportunidades de los residentes de bajos ingresos.

Capítulo V

Conclusiones y Recomendaciones

a. Conclusiones

- En la concesionaria Electro Oriente de la unidad de negocio Tarapoto, se tiene 05 subestaciones críticas: SED 201568E, SED 201425E, SED 201315E, SED 201866E, SED 201141E, cuyas pérdidas técnicas de energía están referidas a las pérdidas en el cobre, las que se incrementan cuando en los transformadores trabajan sobrecargados, siendo sus eficiencias en promedio 97% y factor de carga promedio de 52%.
- La metodología utilizada para disminuir las pérdidas técnicas de energía eléctrica en las subestaciones de la concesionaria Electro Oriente, consta en dos metodologías, la primera en la programación de los medidores con compensación de pérdidas y la segunda es evitar que las subestaciones trabajen sobrecargadas.
- Para reducir las pérdidas técnicas en las subestaciones, además de la base administrativa, técnica y comercial con la que cuenta la alta dirección, se recomienda implementar un plan de reducción de pérdidas con un compromiso real de gestión. En la estructura organizativa, la alta dirección debe estar a la vanguardia, ya que los departamentos funcionales deben incluir: departamento técnico, departamento de sistemas de información, departamento legal y de finanzas, departamento de proyectos y/o adquisiciones, departamento de materiales y departamento de operaciones. Presupuesto como indicación de su actividad S/. 20,000.00 por mes.

b. Recomendaciones

Como resultado del presente trabajo de investigación se recomienda:

- Realizar un estudio para evaluar la calidad de energía eléctrica en las redes de distribución secundaria de la unidad de negocio Tarapoto.

Referencia Bibliográfica

Bibliografía

APAZA TAPIA, M. (2017). *ESTUDIO DE CONTROL Y DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS DENTRO DEL SERVICIO ELÉCTRICO PUNO ALIMENTADOR 101 - CONCESIÓN ELÉCTRICA DE ELECTROPUNO S.A.A.* Puno: Universidad Nacional del Altiplano.

Blanco Vázquez, J. J. (2018). *DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS DE LOS CIRCUITOS QUE DERIVAN DEL TRANSFORMADOR T1 DE LA SUBESTACIÓN SAN CRISTOBAL.* México: Tecnológico Nacional de México.

CUSTODIO VASQUEZ, E. W., & CASTILLO GONZALES, V. B. (2018). *ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CASMA.* Lambayeque: Universidad Señor de Sipán.

FERNÁNDEZ VÁSQUEZ, M. N. (2018). *PROPUESTA DE PLAN DE DETERMINACIÓN Y REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ALIMENTADOR C-217 DE LA EMPRESA ELECTRONORTE S.A.* Lambayeque: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

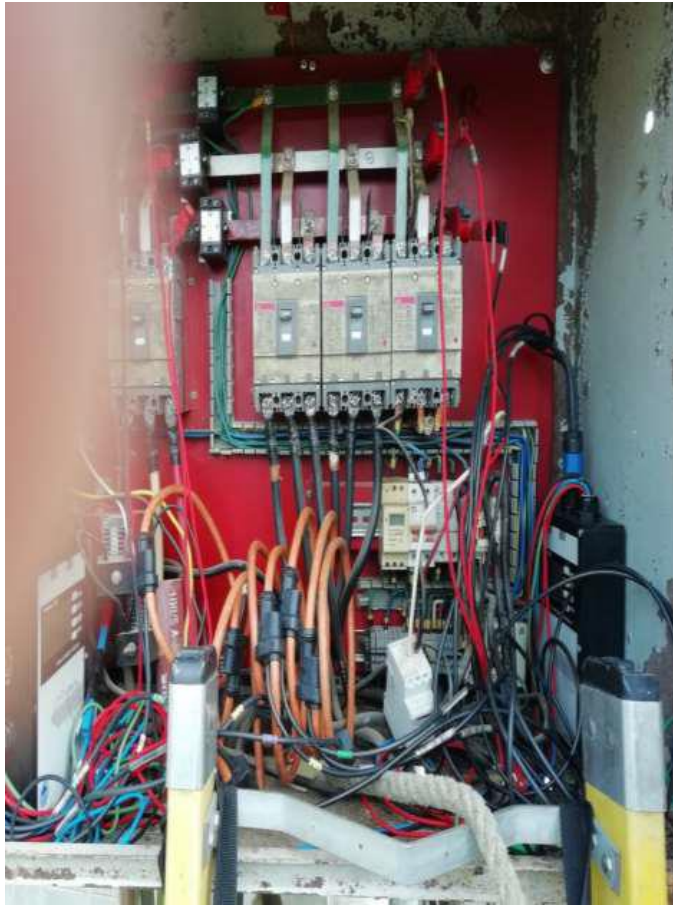
Freire Reasco, F. A. (2019). *ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA SUBESTACIÓN SAN GABRIEL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S. A.* Ecuador: Universidad Técnica del Norte.

- Gasco, I. M. (2018). *Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos*. España.
- H., G. E. (1982). *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas*. México: Editorial Limusa.
- MASSARIK. (26 de abril de 2018). Cuáles son los métodos, técnicas e instrumentos de investigacion [Video]. Youtube. Obtenido de <https://youtu.be/derHLaEnzRo>
- Méndez González, J. R. (2019). *Reducción de pérdidas técnicas mediante la aplicación de flujo cero en las redes de media tensión*. México: Universidad Autónoma de Puebla.
- Normalización, I. E. (2018). *INEN 2111:2004: Transformadores de distribución Pruebas Eléctricas*. Ecuador.
- Poveda, M. E. (2016). *EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA*. Ibarra, Ecuador: Organismo Latinoamericano de la Energía.
- VILLANUEVA HUANCOLLO, K. H. (2020). *CUANTIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN DEL SECTOR MAJES SIGUAS PERTENECIENTE A LA EMPRESA SOCIEDAD ELÉCTRICA PARA SU RECUPERACIÓN*. Arequipa: UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTÍN DE AREQUIPA.


Anexos

Anexo 01: VISTAS FOTOGRÁFICAS DE EQUIPOS UTILIZADOS EN LAS MEDICIONES Y TRABAJOS EJECUTADOS.





Anexo 02: CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS REGISTRADORES DE TENSIÓN UTILIZADOS

	Prüfzertifikat <i>test certificate</i> 30841607623	Seite 1 von 2 <i>page 1 of 2</i>
---	--	-------------------------------------

Prüfzertifikat *test certificate*
 30841607623

Hiermit bestätigen wir, dass unten aufgeführtes Messgerät die von uns veröffentlichten Spezifikationen einhält. Die für die Kalibrierung verwendeten Messeinrichtungen werden regelmäßig gegen Normale kalibriert, deren Genauigkeit auf nationale und internationale Normale rückführbar ist bzw. durch Ableitung aus Kalibriertechniken erreicht werden. Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverarbeitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung. Prüfzertifikate ohne Unterschrift und Stempel haben keine Gültigkeit.

Hereby we confirm the compliance of the measuring device mentioned below to our specifications published. The measuring equipment used for calibration is calibrated against measuring standards traceable to international or national measurement standards or deduced from calibration techniques. This certificate of calibration may only be processed complete and unchanged. Excerpts or changes of the test certificate require the approval of the manufacturer. Test certificates without signature or stamp are invalid.


Identifikation *identification*

Model <i>model:</i>	PQ-Box 100
Hersteller <i>manufacturer:</i>	A. Eberle GmbH & Co. KG
Typ <i>type:</i>	CENTEL
Seriennummer <i>serial number:</i>	1607-623

Prüfer *tester:* G. Ulbrich

Stempel *stamp:*
 A. Eberle GmbH & Co. KG
Probenstraße 140 • 54461 Hückesberg
 Tel. (+49) 59 11038 106-0 • Fax 828108-99

Datum *date:* 29.01.22

Unterschrift *signature:*


Vorlage: calbPQBox_1.html Ausgabe: 05 Datum: 15.04.2015

© 2012 A. Eberle GmbH & KG. Für dieses Dokument und den darin dargestellten Gegenstand behalten wir uns alle Rechte vor.

CERTIFICATE OF CALIBRATION

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Nº 18051-19

CENTEL S.A.C.

Av. Brasil 351 – Cercado de Lima

Tel.: +51-1-3310185 bzingli@telefonica.net.pe

INSTRUMENT: PQ BOX 100 EXPERT
INSTRUMENTO:

SERIAL NO: M1204-118
No SERIE:

PROPERTY OF: ELECTRO ORIENTE S.A.
PROPIEDAD DE:

CENTEL S.A.C. certifies that the above mentioned instrument was tested in accordance with the factory instrument specifications. The test was performed in stand alone operation.

The calibration is performed by comparison with measuring and test equipments, which are verified via measurement standards according to DINEN ISO 9001: 9008 and ISO/IEC 17025. CENTEL S.A.C. account with calibration laboratory authorized for power quality products by OSINERGMIN with Resolution 616-2008-OS-CD and its updates.

Traceability: Thus the traceability to the national standards maintained by INACAL (SNM) of Peru for the certification of the physical units according to the international systems of units (SI) is secured and can be requested if needed. The issuing company is solely responsible for the performance and documentation of the calibration.

Test result: The instrument complies with all tested factory specifications.

CENTEL S.A.C. certifica que el instrumento antedicho fue probado conforme a las especificaciones del fabricante del instrumento. La prueba fue realizada en operación autónoma. La verificación ha sido realizada en comparación con la medición de equipos de prueba, que son verificados via unidades normalizadas según DINEN ISO 9001:2008 e ISO/IEC 17025. CENTEL S.A.C. cuenta con laboratorio de calibración autorizado para productos de calidad de energía por OSINERGMIN con Resolución 616-2008-OS-CD y sus actualizaciones.

Traceabilidad: Así, la capacidad de trazabilidad a las normas nacionales mantenidas por el INACAL (SNM) del Perú para la realización de las unidades físicas y a los sistemas internacionales de unidades (SI) es asegurada y puede ser solicitada de ser necesario. La empresa de emisión es únicamente responsable del desempeño y la documentación de la calibración.

Resultado de prueba: El instrumento cumple con todas las especificaciones de fábrica probadas.

CAL PERFORMED BY: Bruno Zwingli
CALIBRACIÓN REALIZADO POR:

DATE OF CAL: May 03, 2018
FECHA DE CALIBRACIÓN:

TEST EQUIPMENT UTILIZED:

EQUIPO DE PRUEBA UTILIZADO:

MFG Fabricante	Model Modelo	SN# numero serie	Cal Date Fecha calibración	Due Date calibrator Vencimiento calibrador
LEAD Norma	Unigor 300	KB9505		
Clase:	basic 0,02%			
KINGSINE	*KS833	202004004	03/05/2018	05/05/2019
Clase:	0,05%		INACAL / LPE-297-2018	

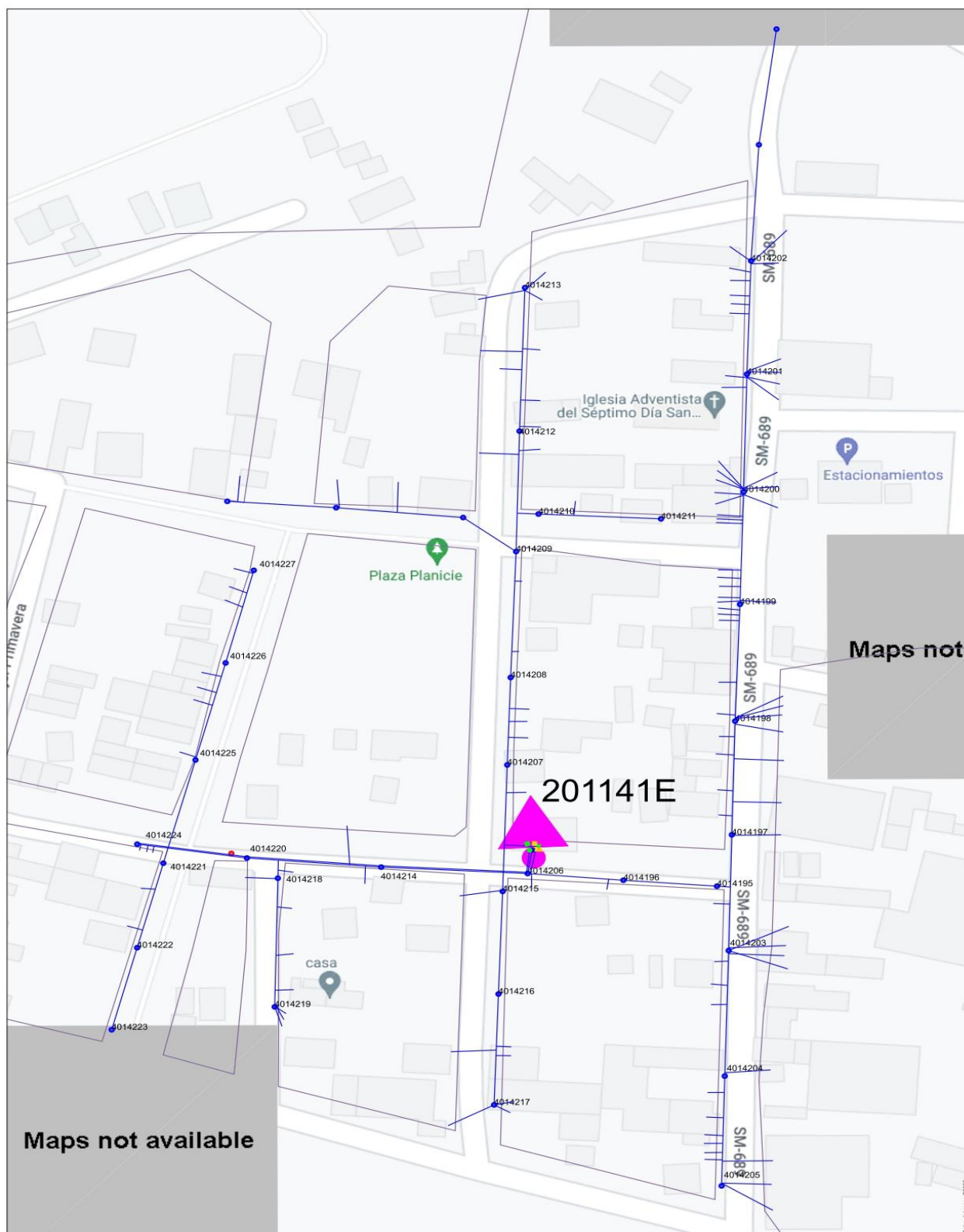
CENTEL S.A.C.

Bruno Zwingli Rutz
Gerente General

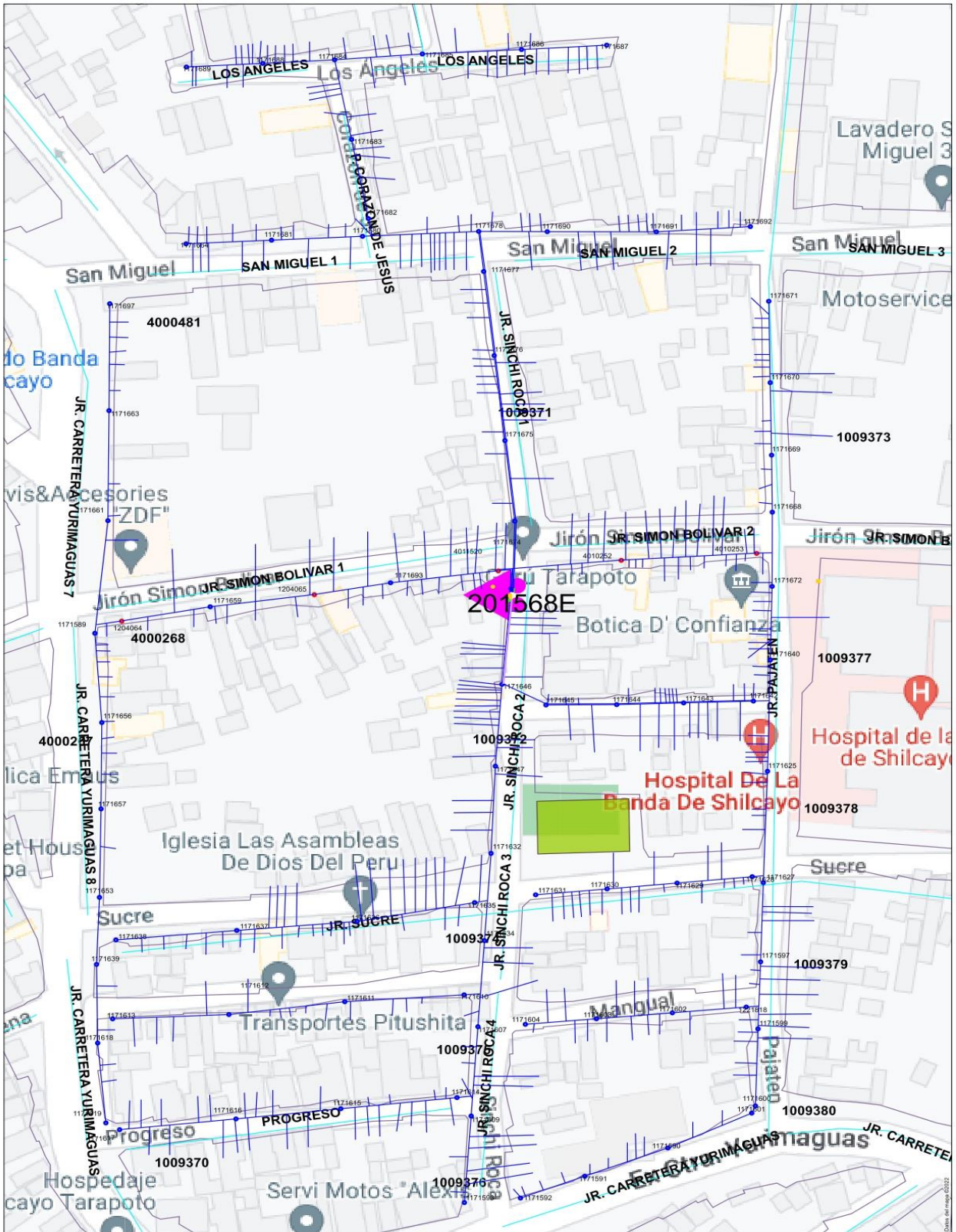
Quality Control

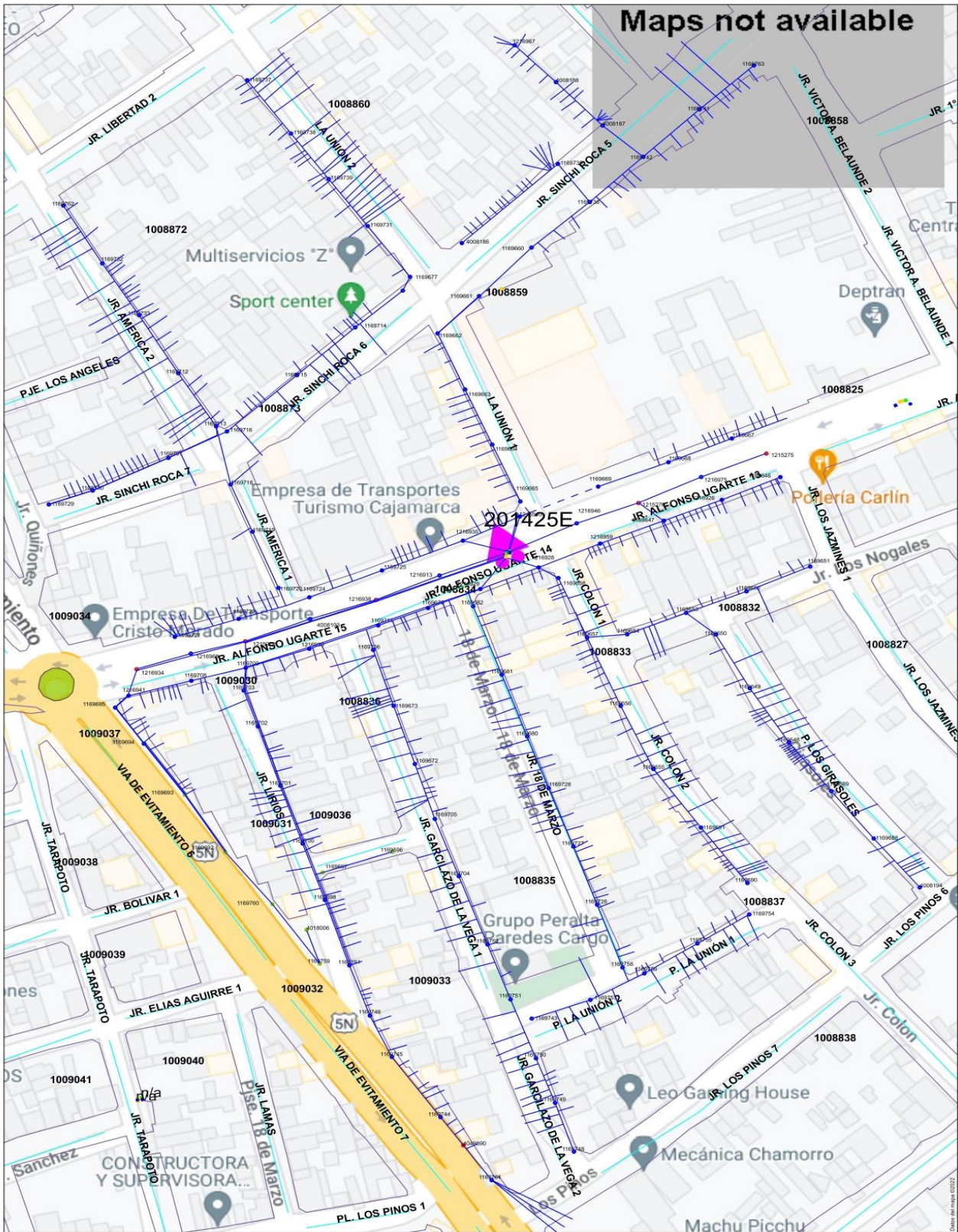
1 de 2

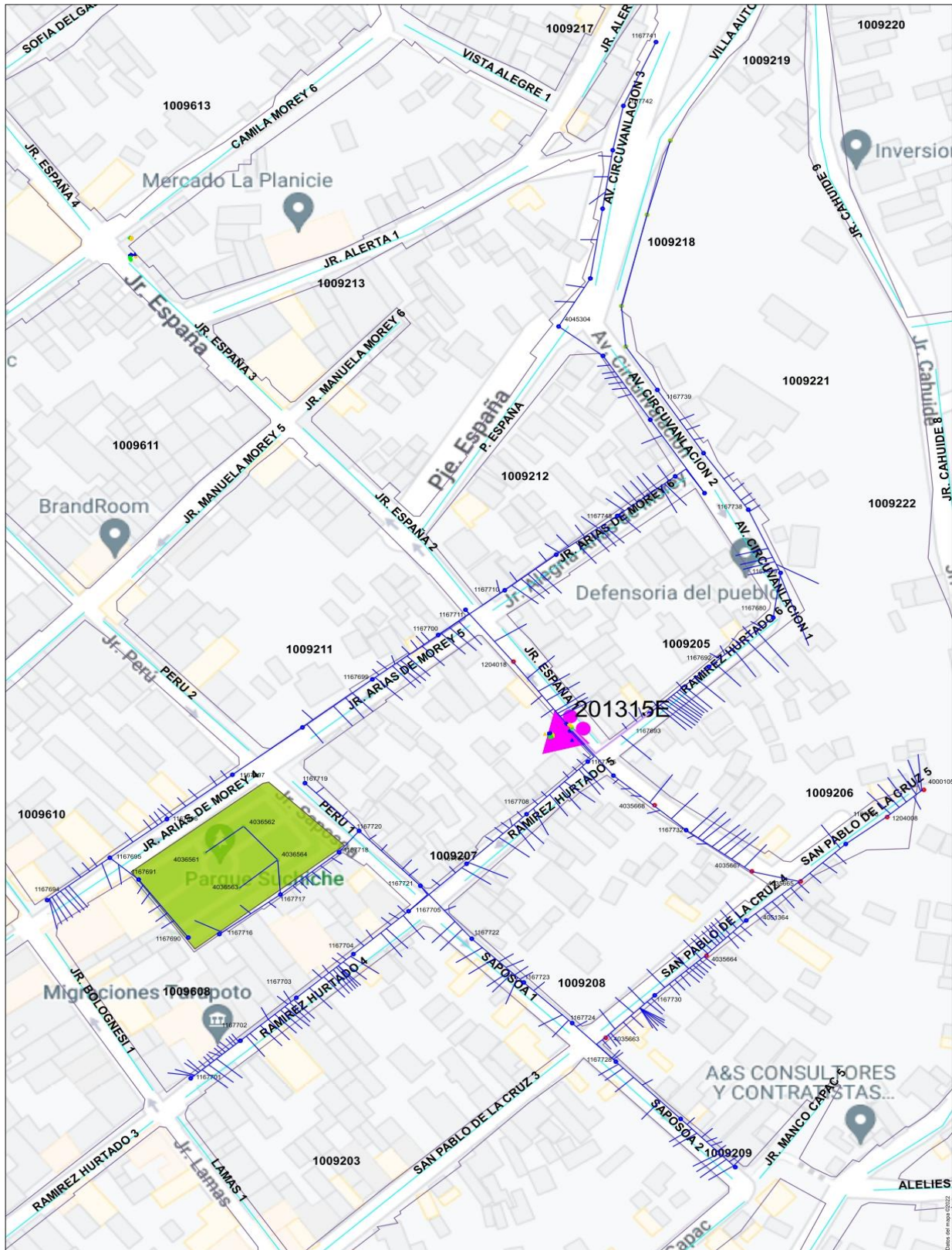
Anexo 03: PLANOS DE UBICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES Y CIRCUITOS













ACTA DE SUSTENTACION VIRTUAL N°004-2023-FIME



En la ciudad de Lambayeque, siendo las 10:00 a.m. del día miércoles 18 de enero de 2023. Se reunieron vía plataforma virtual <http://meet.google.com/znz-swsy-bcg>, los miembros del jurado, designados mediante Resolución N°012-2023-D-VIRTUAL-FIME, de fecha 13 de enero de 2023, con la finalidad de Evaluar y Calificar la sustentación de el Trabajo de Suficiencia Profesional, conformado por los siguientes catedráticos:

M.Sc. Ing. CARLOS YUPANQUI RODRIGUEZ
M.Sc. Lic. EGBERTO SERFÍN GUTIERREZ ATOCHE
ING. ROBINSON TAPIA ASENJO
M.Sc. Ing. JAMES SKINNER CELADA PADILLA

PRESIDENTE
SECRETARIO
MIEMBRO
ASESOR

Se recibió la Trabajo de Suficiencia Profesional titulada:


“CONTROL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS SUBESTACIONES DE LA CONCESIONARIA ELECTRO ORIENTE DE LA UNIDAD DE NEGOCIO TARAPOTO”

Presentada y sustentada por su autor, Bachiller: **RUIZ TIRADO JHERSON JONELL.**

Finalizada la sustentación virtual del Trabajo de Suficiencia Profesional, el sustentante respondió las preguntas y observaciones de los miembros del jurado examinador, quienes procedieron a deliberar y acordaron otorgar el calificativo de **APROBADO**, Nota (15) en la escala vigesimal, mención **REGULAR**.

Quedando el sustentante apto para obtener el Título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista, de acuerdo a la Ley Universitaria 30220 y la normatividad vigente, de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica y la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

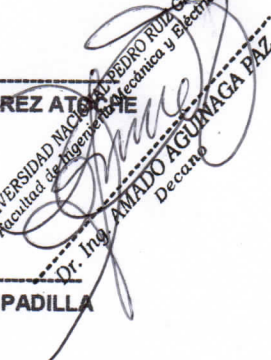
Siendo las 10:55 a.m. del mismo día se da por concluido el acto académico, firmando la presente acta el jurado respectivo:


M.Sc. Ing. CARLOS YUPANQUI RODRIGUEZ
PRESIDENTE


ING. ROBINSON TAPIA ASENJO
MIEMBRO


M.Sc. Lic. EGBERTO SERAFÍN GUTIERREZ ATOCHE
SECRETARIO


M.Sc. Ing. JAMES SKINNER CELADA PADILLA
ASESOR


UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Dr. Ing. MADO AGUINAGA PAZ
Decano

CONSTANCIA DE APROBACIÓN DE ORIGINALIDAD DE TESIS

Yo, **Msc. Ing. James Skinner Celada Padilla**, Docente/Asesor de tesis/Revisor del trabajo de investigación, del estudiante, **Bach. Jherson Jonell Ruiz Tirado**.

Titulada:

Control de Pérdidas Técnicas de Energía Eléctrica en las Subestaciones de la Concesionaria Electro Oriente de la Unidad de Negocio Tarapoto, luego de la revisión exhaustiva del documento constato que la misma tiene un índice de similitud de **19%** verificador en el reporte de similitud programa Turnitin.

El suscrito analizo dicho reporte y concluyo que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio. A mi leal saber y entender la tesis cumple con todas las normas para el uso de citas y referencias establecidas por la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

Lambayeque, 04 de mayo del 2023



Msc. Ing. JAMES SKINNER CELADA PADILLA
DNI: 73738465
ASESOR

CONTROL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS SUBESTACIONES DE LA CONCESIONARIA ELECTRO ORIENTE DE LA UNIDAD DE NEGOCIO TARAPOTO

INFORME DE ORIGINALIDAD

19%	18%	0%	5%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.ucv.edu.pe	5%
	Fuente de Internet	
2	repositorio.uncp.edu.pe	3%
	Fuente de Internet	
3	repositorio.utn.edu.ec	2%
	Fuente de Internet	
4	hdl.handle.net	1%
	Fuente de Internet	
5	repositorio.unap.edu.pe	1%
	Fuente de Internet	
6	idoc.pub	1%
	Fuente de Internet	
7	repositorio.unprg.edu.pe	1%
	Fuente de Internet	
8	repositorio.uns.edu.pe	1%
	Fuente de Internet	

9	Submitted to Universidad Continental Trabajo del estudiante	1 %
10	es.scribd.com Fuente de Internet	1 %
11	Submitted to Universidad de Pamplona Trabajo del estudiante	<1 %
12	Submitted to Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo Trabajo del estudiante	<1 %
13	repositorio.uss.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
14	Submitted to Universidad Cesar Vallejo Trabajo del estudiante	<1 %
15	repositorio.ujcm.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
16	www.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
17	Submitted to Universidad Andina del Cusco Trabajo del estudiante	<1 %
18	Submitted to Universidad Industrial de Santander UIS Trabajo del estudiante	<1 %
19	repositorio.continental.edu.pe Fuente de Internet	<1 %

20	Submitted to Universidad Privada Antenor Orrego	<1 %
Trabajo del estudiante		

21	pt.scribd.com	<1 %
Fuente de Internet		

22	repositorio.unprg.edu.pe:8080	<1 %
Fuente de Internet		

23	repositorio.upeu.edu.pe	<1 %
Fuente de Internet		

24	Submitted to Universidad Nacional de San Cristóbal de Huamanga	<1 %
Trabajo del estudiante		

25	www.dspace.espol.edu.ec	<1 %
Fuente de Internet		

26	www.researchgate.net	<1 %
Fuente de Internet		

27	ri.ues.edu.sv	<1 %
Fuente de Internet		

Excluir citas

Activo

Excluir coincidencias < 15 words

Excluir bibliografía

Activo



Recibo digital


Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por **Turnitin**. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Jherson Jonell Ruiz Tirado
Título del ejercicio: Tesis de Pregrado
Título de la entrega: CONTROL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA E...
Nombre del archivo: TESIS_FINAL_17.12.22.docx
Tamaño del archivo: 4.92M
Total páginas: 97
Total de palabras: 12,098
Total de caracteres: 65,723
Fecha de entrega: 17-dic.-2022 09:35p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega... 1983709563



**UNIVERSIDAD NACIONAL
"PEDRO RUIZ GALLO"**
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

"CONTROL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN LAS SUBESTACIONES DE LA
CONCESIONARIA ELECTRO ORIENTE DE LA UNIDAD
DE NEGOCIO TARAPOTO"

Autor:


Bach. Jherson Jonell Ruiz Tirado

Asesor:

M.Sc. Ing. James Skinner Celada Padilla

**LAMBAYEQUE - PERÚ
2022**

1



M.Sc. James Celada Padilla