


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA




TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Análisis de los desbalances de tensión y corriente para
predecir fallas en transformadores de medida y equipos
en subestaciones eléctricas**

**PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

Elaborado por
Jonathan Jesús Vera Baldera
 [0009-0004-1056-5053](https://orcid.org/0009-0004-1056-5053)

Asesor
Dr. Waldir Eloy Ayasta Mehan
 [0000-0002-7678-1654](https://orcid.org/0000-0002-7678-1654)

LIMA – PERÚ
2024

Citar/How to cite	Vera Baldera [1]
Referencia/Reference	[1] J. Vera Baldera, “ <i>Análisis de los desbalances de tensión y corriente para predecir fallas en transformadores de medida y equipos en subestaciones eléctricas</i> ” [Trabajo de Suficiencia Profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Vera, 2024)
Referencia/Reference	Vera, J. (2024). <i>Análisis de los desbalances de tensión y corriente para predecir fallas en transformadores de medida y equipos en subestaciones eléctricas</i> . [Trabajo de Suficiencia Profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

DEDICATORIA

A mis padres Iris y Segundo, por ser los mejores padres del mundo. Este logro en mi crecimiento académico y profesional es resultado del incansable esfuerzo y sacrificio que han invertido en brindarme lo mejor, preocuparse por que tenga todo lo necesario para continuar con mis estudios. Cada sacrificio que han hecho, todo el trabajo duro y cada decisión que tomaron en mi nombre son el fundamento de mi éxito. Esta tesis es un testimonio de su sacrificio y amor, y me llena de orgullo honrarlos de esta manera. Gracias por ser los faros en mi vida, por iluminar el camino hacia el conocimiento y por inculcarme la importancia del trabajo duro, la educación, valores y principios que me han formado la personal que soy ahora. Los amo profundamente.

LISTA DE CONTENIDOS

LISTA DE CONTENIDOS	iv
LISTA DE TABLAS	vii
LISTA DE FIGURAS	viii
RESUMEN	xi
ABSTRACT	xiii
PROLOGO	xv
CAPITULO I: Generalidades	1
1.1. Antecedentes de la investigación	7
1.1.1. Antecedentes internacionales	7
1.1.2. Antecedentes Nacionales	15
1.2. Identificación y descripción del problema de estudio	17
1.3. Formulación del problema	21
1.4. Objetivos	21
1.4.1. Objetivo General	21
1.5. Hipótesis	21
1.5.1. Hipótesis General	21
1.6. Variables y Operacionalización de variables	21
1.6.1. Variable Independiente (VI)	21
1.6.2. Variable dependiente (VD):	21
1.7. Metodología de la Investigación	23
1.7.1. Unidad de Análisis	23
1.7.2. Tipo, Enfoque y Nivel de Investigación	24
1.7.3. Diseño de la investigación	25
CAPITULO II: Marco Teórico y Marco Conceptual	26
2.1. Bases Teóricas	26
2.1.1. Gestión del Mantenimiento	26
2.1.1.1. Mantenimiento predictivo	26
2.1.1.2. Mantenimiento preventivo	27
2.1.1.3. Mantenimiento correctivo	27
2.1.2. Fallas	27
2.1.3. Transmisión Eléctrica	28
2.1.4. Subestaciones Eléctricas	28
2.1.5. Finalidad de una Subestación Eléctrica	29
2.1.6. Clasificación de las Subestaciones Eléctricas	30
2.1.7. Transformadores Eléctricos	32

3.1.2. Datos de Mantenimientos Preventivos Realizados -----	52
3.1.3. Datos de Mantenimientos Correctivos Realizados-----	52
3.1.4. Relación de Mantenimientos Preventivos y Alcance -----	53
3.2. Procesamiento de Datos-----	54
3.2.1. Distribución de Equipos por Subestación -----	55
3.2.2. Distribución de Equipos por Celdas -----	55
3.2.3. Distribución de Equipos por Fabricante -----	57
3.2.4. Distribución de Actividades de Mantenimiento Preventivo por Año-----	58
3.2.5. Distribución de Actividades de Mantenimiento Correctivo por Año -----	59
3.2.6. Identificación de las Actividades Generadas por Fallas Ocultas -----	61
3.3. Análisis de Datos -----	66
3.3.1. Parámetros Eléctricos Correspondiente al TT-356 -----	69
3.3.2. Cálculo del Desbalance de Tensión (%V) -----	73
3.3.3. Análisis del Desbalance de Tensión (%V) -----	75
3.3.4. Cálculo del Desbalance de Corriente (%I) -----	86
3.3.5. Análisis del Desbalance de Corriente (%I)-----	87
CAPITULO IV: Resultados, Contrastación de Hipótesis y Discusión de	
Resultados-----	91
4.1. Resultados de la investigación -----	91
4.2. Contrastación de Hipótesis-----	95
4.3. Discusión de Resultados -----	103
CONCLUSIONES-----	104
RECOMENDACIONES-----	107
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS -----	108
ANEXOS -----	110

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1	Plan vinculante de Transmisión -----	3
Tabla 1.2:	Sumatoria del costo de servicio total de los tres (03) proyectos-----	4
Tabla 1.3:	Número de fallas en los equipos de transmisión del SEIN-----	17
Tabla 1.4:	Cantidad de subestaciones por empresa de transmisión -----	18
Tabla 1.5:	Variables e indicadores del trabajo -----	22
Tabla 1.6:	Datos de ubicación de las subestaciones eléctricas Chimbote 1 y Trujillo Norte -----	23
Tabla 2.1:	Clasificación de Subestaciones Eléctricas-----	31
Tabla 2.2:	Tensión nominal primaria de TT's según el tipo de conexión -----	35
Tabla 2.3:	Corriente nominal primaria para transformador de corriente -----	41
Tabla 2.4:	Corriente Nominal secundaria.-----	41
Tabla 3.1:	Actividades a ejecutar en el mantenimiento preventivo de los transformadores de medida -----	53
Tabla 3.2:	Distribución de celdas y equipos por subestación -----	55
Tabla 3.3:	Distribución de equipos por Celda -----	56
Tabla 3.4:	Distribución de equipos por fabricante-----	57
Tabla 3.5:	Distribución de actividades preventivas por año-----	58
Tabla 3.6:	Distribución de actividades correctivas por año -----	60
Tabla 3.7:	Identificación de las actividades producto de fallas ocultas-----	63
Tabla 3.8:	Muestra de datos extraídos del medidor -----	72
Tabla 3.9:	Cálculo de V_{prom} y %V de la muestra indicada en la tabla 5.8. -----	74
Tabla 3.10:	Desbalance de tensión calculado el 10 de febrero.-----	78
Tabla 3.11:	Cálculo del desbalance del TT-356 previo a la falla del 27 de febrero-----	79
Tabla 3.12:	Cálculo del desbalance posterior al mantenimiento correctivo-----	84
Tabla 3.13:	Cálculo de I_{prom} y %I de la muestra indicada en la tabla 3.8.-----	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Evolución de las inversiones ejecutadas en el sector eléctrico por empresa estatal y privada 1995 - 2021 -----	2
Figura 1.2:	Evolución de las inversiones ejecutadas en el sector eléctrico 1995 - 2021 -----	2
Figura 1.3:	Optimización de la frecuencia de mantenimiento planeado-----	5
Figura 1.4:	Diagrama de bloques del modelo de mantenimiento basado en el concepto RCM -----	8
Figura 1.5:	Diagrama de conexión de un esquema de protección diferencial de fase segregada con un TC de RTC diferente -----	11
Figura 1.6:	Diagrama esquemático de la ubicación de gabinete centralizador de transformadores de corriente-----	12
Figura 1.7:	Diagrama de conexión de un esquema de protección diferencial de fase segregada con galla de fase a tierra -----	13
Figura 1.8:	Diagrama de conexión de protección digital diferencial de barras -----	14
Figura 1.9:	Estructura del Sistema de Gestión de Mantenimiento -----	16
Figura 1.10:	Flujograma para aplicación del RCM a las Subestaciones de Transmisión-----	16
Figura 1.11:	Número de fallas por áreas y según tipo de equipos en el SEIN -----	18
Figura 1.12:	Diagrama unifilar en 220 kV de la SE Chimbote 1 -----	24
Figura 1.13:	Diagrama unifilar en 220 kV de la SE Trujillo Norte-----	24
Figura 2.1:	Sistema eléctrico con centros de producción y de consumo de energía eléctrica-----	30
Figura 2.2:	Subestación Eléctrica elevadora -----	31
Figura 2.3:	Subestación Eléctrica reductora -----	32
Figura 2.4:	Subestación Eléctrica de maniobra -----	32
Figura 2.5:	Esquema de medición con transformado de tensión. -----	34
Figura 2.6:	Transformador de tensión. -----	35
Figura 2.7:	Esquema de medición con transformador de intensidad -----	39
Figura 2.8:	Transformador de corriente-----	40
Figura 3.1:	Distribución de celdas y equipos por subestación-----	55
Figura 3.2:	Distribución de equipos por Celda -----	56
Figura 3.3:	Distribución de equipos por fabricante -----	57
Figura 3.4:	Distribución de actividades preventivas por año-----	58
Figura 3.5:	Distribución de actividades correctivas por año-----	61
Figura 3.6:	Identificación de las actividades producto de fallas ocultas-----	63

Figura 3.7:	Descripción del evento de falla 27.02.2022-----	64
Figura 3.8:	Transformador TT-356, fase "R" después de la explosión. -----	65
Figura 3.9:	Estado general de la celda perteneciente al transformador TT-356 posterior a la explosión -----	66
Figura 3.10:	Resultados del mantenimiento preventivo al TT-356 fase "R", parte 1.--	67
Figura 3.11:	Resultados del mantenimiento preventivo al TT-356 fase "R", parte 2.--	67
Figura 3.12:	Resultados del mantenimiento preventivo al TT-356 fase "R", parte 3.--	68
Figura 3.13:	Placa del transformador TT-356, fase "R".-----	68
Figura 3.14:	Medidor de marca ION usado en transmisión-----	70
Figura 3.15:	Proceso de gestión del medidor -----	71
Figura 3.16:	Gráfica del desbalance de tensión del TT-356 de la celda de línea L2234 de Enero 2022 -----	76
Figura 3.17:	Gráfica del desbalance de tensión del TT-356 de la celda de línea L2234 de Febrero 2022-----	77
Figura 3.18:	Gráfica del desbalance de tensión del TT-356 de la celda de línea L2234 del 01 al 10 de Febrero 2022-----	80
Figura 3.19:	Gráfica del desbalance de tensión del TT-356 de la celda de línea L2234 del 11 al 20 de Febrero 2022-----	81
Figura 3.20:	Gráfica del desbalance de tensión del TT-356 de la celda de línea L2234 del 21 al 27 de Febrero 2022 - Previo a la falla-----	82
Figura 3.21:	Foto posterior al cambio del TT explotado. -----	83
Figura 3.22:	Gráfica del desbalance de tensión posterior a la ejecución del mantenimiento correctivo-----	85
Figura 3.23:	Gráfica del desbalance de corriente de la celda de línea L2234 de Enero 2022 -----	88
Figura 3.24:	Gráfica del desbalance de corriente de la celda de línea L2234 de Febrero 2022 -----	89
Figura 3.25:	Gráfica del desbalance de corriente presentado en la barra de 22.9 kV de la SE Ayaviri-----	90
Figura 4.1:	Gráfica del desbalance de tensión de la celda de línea L2234 en Marzo 2022 -----	93
Figura 4.2:	Gráfica del desbalance de tensión de la barra "B" de 220 kV en la SE Chimbote 1 de Febrero a Abril 2024-----	94
Figura 4.3:	Pruebas al transformador de tensión desmontado de la fase "S". -----	96
Figura 4.4:	Resultados de pruebas realizadas en el año 2012 al mismo equipo ----	96
Figura 4.5:	Resultados de pruebas de capacitancia de febrero 2022 -----	97
Figura 4.6:	Resultados de pruebas de capacitancia del año 2022 -----	97

Figura 4.7:	Pruebas de relación de transformación del TT de la fase "S" -----	98
Figura 4.8:	Identificación de las partes de donde se extrajeron las muestras -----de aceite. -----	99
Figura 4.9:	Resultados de las pruebas FQ del cuerpo superior-----	100
Figura 4.10:	Resultados de las pruebas DGA del cuerpo superior -----	100
Figura 4.11:	Resultados de las pruebas FQ del cuerpo inferior -----	101
Figura 4.12:	Resultados de las pruebas DGA del cuerpo inferior -----	101
Figura 4.13:	Resultados de las pruebas FQ de la base -----	102
Figura 4.14:	Resultados de las pruebas DGA de la base -----	102
Figura 4.15:	Signos de deterioro / descarga del papel aluminio-----	103

RESUMEN

Las subestaciones eléctricas de transmisión son instalaciones importantes en el sistema eléctrico de potencia las cuales tienen como finalidad la de realizar la transformación de tensión siendo elevadoras o reductoras y también se encuentran las subestaciones de tipo maniobra que conecta dos o más circuitos.

Como equipamiento las subestaciones eléctricas están equipadas con transformadores de medida o transformadores de instrumentos de corriente y tensión los cuales su finalidad es reducir los valores de corriente y tensión respectivamente a valores estandarizados para ser conectados a los instrumentos de medida y relés de protección.

Las empresas transmisoras encargadas de operar y mantener las subestaciones eléctricas llevan a cabo un plan de mantenimiento que es constantemente revisado y actualizado en base a las recomendaciones de fabricantes, metodología, estudios y experiencia, una de las principales problemáticas que afrontan dichas empresas es que no logran determinar ni anticipar las fallas ocultas que se presentan en los equipos de sus instalaciones durante el periodo de espera hasta su próximo mantenimiento.

Estas fallas ocultas cuando se presentan o materializan lo realizan en fallas eléctricas en el sistema generando interrupción del suministro eléctrico, indisponibilidad de equipos, celdas u otros, perdidas y gastos económicos a la empresa y posibles riesgos a la integridad física de las personas. En Perú Osinergmin se encarga de evaluar el monto de la penalización producto de las consecuencias ocasionada por la falla eléctrica.

El presente trabajo de investigación propone analizar y desarrollar una metodología de predicción de fallas ocultas en los equipos de una subestación eléctrica por medio del análisis de los desbalances de tensión y corriente valores que se adquieren de los equipos de medición y de protección implementados en las subestaciones eléctricas, estos valores provienen de los secundarios tanto en transformadores de corriente y tensión por ello la importancia de estos equipos durante el desarrollo del trabajo.

Como parte del desarrollo de la investigación, se analizará eventos de fallas ocultas materializadas y anticipadas en una empresa de transmisión eléctrica durante los años 2022 y 2023 discriminando si ha sido consecuencia de un mantenimiento inadecuado o falta de un mantenimiento adecuado.

Finalmente se procede a discutir los resultados obtenidos para evaluar la metodología propuesta y verificar si es posible anticipar que ocurran fallas ocultas en los transformadores de tensión y corriente así mismo en equipos de la subestación eléctrica.

Palabras claves: *Transformador de corriente, transformador de tensión, falla oculta, subestación eléctrica, transmisión, desbalance, mantenimiento, predictivo, preventivo, confiabilidad.*

ABSTRACT

Electrical transmission substations are important facilities in the electrical power system, whose purpose is to perform voltage transformation by being elevating or reducing substations, and there are also switching substations that connect two or more circuits.

As equipment, the electrical substations are equipped with current and voltage instrument transformers or instrument transformers whose purpose is to reduce the current and voltage values respectively to standardized values to be connected to the measuring instruments and protection relays.

The transmission companies in charge of operating and maintaining the electrical substations carry out a maintenance plan that is constantly reviewed and updated based on the recommendations of manufacturers, methodology, studies and experience, one of the main problems faced by these companies is that they are unable to determine or anticipate the hidden faults that occur in the equipment of their facilities during the waiting period until their next maintenance.

These hidden faults, when they occur or materialize, result in electrical failures in the system generating interruption of the electrical supply, unavailability of equipment, cells or others, losses and economic expenses to the company and possible risks to the physical integrity of the people. In Peru, Osinergmin is in charge of assessing the amount of the penalty resulting from the consequences caused by the electrical failure.

This research work proposes to analyze and develop a methodology for predicting hidden faults in the equipment of an electrical substation through the analysis of voltage and current unbalance values that are acquired from the measurement and

protection equipment implemented in electrical substations, these values come from the secondary values in current and voltage transformers, thus the importance of this equipment during the development of the work.

As part of the development of the research, events of materialized and anticipated hidden faults in an electric transmission company during the years 2022 and 2023 will be analyzed, discriminating if it has been a consequence of inadequate maintenance or lack of adequate maintenance.

Finally, the results obtained will be discussed in order to evaluate the proposed methodology and verify if it is possible to anticipate hidden faults occurring in voltage and current transformers as well as in electrical substation equipment.

Keywords: *Current transformer, voltage transformer, hidden fault, electrical substation, transmission, imbalance, maintenance, predictive, preventive, reliability.*

PROLOGO

El presente trabajo de suficiencia profesional denominado: **“ANÁLISIS DE LOS DESBALANCES DE TENSIÓN Y CORRIENTE PARA PREDECIR FALLAS EN TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y EQUIPOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”** se divide en 6 capítulos los cuales se proceden a detallar a continuación:

En el capítulo I, se desarrolla las generalidades donde se indica un contexto general y la propuesta de la presente investigación para dar solución a la problemática, seguidamente se describe de forma ampliada la problemática del proyecto de investigación, dentro del cual se realiza la formulación del problema, también en este capítulo se define el objetivo del estudio y finalmente se presentan los antecedentes internacionales y nacionales de investigaciones, trabajos relacionados con el presente trabajo de suficiencia.

En el capítulo II, se presenta el marco teórico donde se da una descripción breve al sector eléctrico y como está conformado, también se indica una introducción a subestaciones eléctricas, transformadores de medida que son donde se desarrolla el trabajo los cuales son los transformadores de tensión y de corriente. Además, se desarrolla el marco conceptual indicando los términos con más de una interpretación utilizados en la presente investigación.

En el capítulo III, se describe la hipótesis del trabajo de investigación luego se procede a definir las variables dependiente e independiente y se define los indicadores para medir estas variables.

En el capítulo IV, se detalla el tipo y diseño de la metodología a usar para el desarrollo de la investigación, se menciona la unidad de análisis seleccionada para

el desarrollo y por último se presenta el desarrollo de la matriz de consistencia de la investigación.

En el capítulo V, se indica la secuencia realizada para el desarrollo del presente trabajo de investigación, la cual consiste en los 3 pasos identificados: recolección de datos, procesamiento de los datos recolectados y el análisis de datos procesados.

En el capítulo VI, finalmente se procede con la discusión de los resultados obtenidos de los análisis del monitoreo de desbalances de tensión y corriente realizadas.

Finalmente, se detallan las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo de investigación desarrollado.

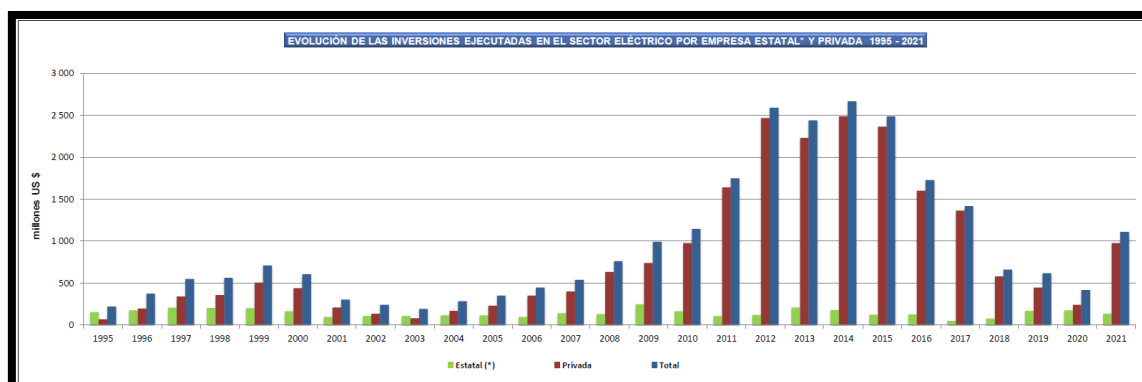
CAPITULO I

Generalidades

(Mimbela Jiménez Marcio y Ruiz Roldán Kernick, 2021). “**Análisis del sector de energía eléctrica en el Perú**”, indica que no existe competencia que en Perú entre empresas de transmisión esto debido a que no son libre de construir una línea sin que este incluida en el Plan de transmisión o sea solicitada por un cliente, de no cumplir lo indicado no se le reconoce la inversión. Así también se debe de tener en cuenta que no se logra saber si se transporta la energía de tal o cual generador, por lo que el recupero económico de las empresas se realiza en función de los gastos de inversión y costos de operación y mantenimiento durante los años de conexión los cuales son fijos de acuerdo con la regulación del país y contrato firmado con clientes.

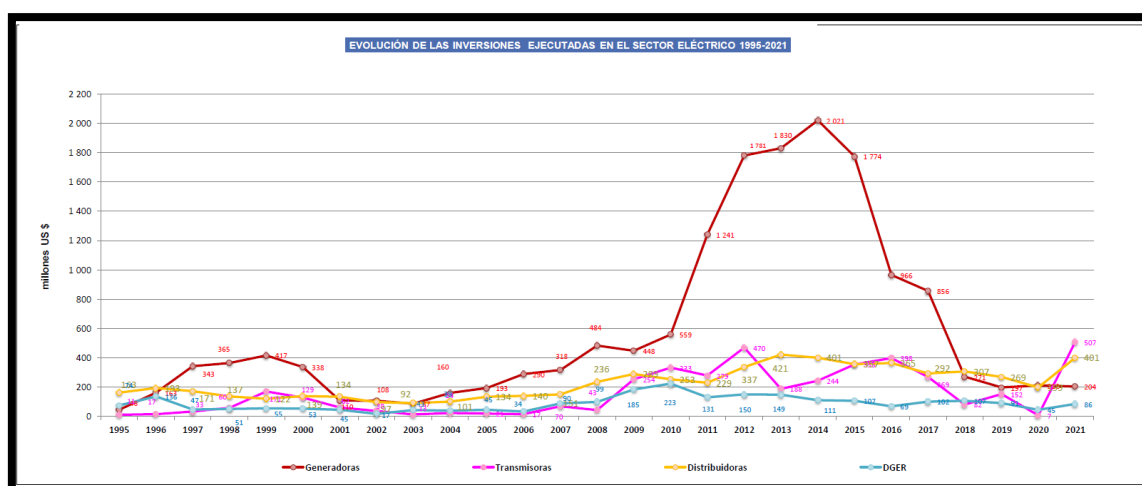
(Ministerio de energía y minas, 2022). “**Anuario estadístico de Electricidad 2021**”, En Perú a nivel de transmisión en el año 2021 se ha presentado un incremento de las inversiones en el sector con respecto a los años 2020 y 2019 de 7068% y 233% respectivamente, respecto al 2020 las inversiones paralizaron debido al inicio de la pandemia del COVID 19. En las figuras 1.1 y 1.2 se muestra la evolución de las inversiones ejecutadas en el sector eléctrico en Perú entre los años 1995 - 2021 por empresa estatal o privada y también por tipo de empresa (generadoras, transmisoras, distribuidoras y por la Dirección General de Electrificación Rural - DGER).

Figura 1.1 Evolución de las inversiones ejecutadas en el sector eléctrico por empresa estatal y privada 1995 - 2021



Fuente: MINEM, Anuario estadístico de electricidad 2021 (2022)

Figura 1.2: Evolución de las inversiones ejecutadas en el sector eléctrico 1995 - 2021



Fuente: MINEM, Anuario estadístico de electricidad 2021 (2022)

(COES, 2022). “**Propuesta definitiva de actualización del plan de Transmisión 2023 - 2032**”, El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), alcanza la propuesta definitiva del Plan Vinculante donde ha identificado los requerimientos de equipamiento de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) que atiende a la demanda y generación en un horizonte de 10 años presentado para los años 2023 a 2032, en la tabla 1.1 se muestran los proyectos a ejecutar en el horizonte analizado, se presenta costos estimados de la inversión en millones de USD.

Tabla 1.1 Plan vinculante de Transmisión

N°	Proyectos Vinculantes	Inversión Millones USD
1	Enlace 500 kV Chilca CTM-Carabayllo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM 1.1 LT 500 kV Chilca CTM-Carabayllo (Tercer circuito). 1.2 Tercer transformador 500/220 kV en SE Chilca. (*) 1.3 Reactores de Núcleo de aire serie 220 kV entre SE Chilca Uno – Chilca CTM. (*)	72
2	Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas. 1.1 SE 500/220 kV, seccionando la LT 500 kV Chilca-Poroma, patio 500 y 220 kV. 1.2 Autotransformador 500/220 kV y enlace con patio de 220 kV en SE Independencia. 1.3 FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) de LTT 500 kV Bicentenario-Chilca y Bicentenario-Poroma en SE Bicentenario.	71
3	Nueva Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV "Hub" Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas. 1.1 Enlace 500 kV Colectora- "Hub" Poroma, 1.2 Nueva Subestación Colectora 500/220 kV. 1.3 Autotransformador 500/220 kV en SE Colectora. 1.4 Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) 500 kV	106
4	Nueva Subestación "Hub" San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José – Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC). Nueva SE "Hub" San José de 220 kV (Primera Etapa). Implementación de LT 220 kV "Hub" San José – Repartición. Ampliación de la SE Repartición con transformación 220/138 kV de 120 MVA. Implementación de LT 138 kV Repartición – Majes (segundo circuito) y LT 138 kV Repartición – Mollendo (segundo circuito).	110
5	Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC). Enlace 220 kV Carapongo – Cajamarquilla, ampliación a 3er circuito. aprox 5 km (aéreo) Enlace Subterráneo 220 kV Chavarría - San Martín. Nueva SE 220 kV San Martín (adjunto a SE Santa Rosa), equipamiento GIS y acometidas de líneas subterráneas. Desconexión de llegadas de LTs Chavarría – Santa Rosa y Carapongo – Santa Rosa de SE Santa Rosa y conexión a SE San Martín Conexión de los dos transformadores 220/60 kV de ENEL de la SE Santa Rosa para ser alimentadas desde la SE San Martín.	77
6	Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas. SE 220 kV seccionando la línea Mantaro – Cotaruse (a la altura de Ayacucho), con patio de 220 kV (ITC). FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) de LT 220 kV Muyurina-Cotaruse en SE Muyurina. LT 220 kV Derivación Muyurina – Ayacucho Oeste (ITC). SE Ayacucho Oeste 220/60 kV y conexión a la SE Mollepatá 220 kV existente (ITC). Transformador 220/60 kV y enlace a líneas existentes en 60kV (ITC).	61
7	Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC). 1.1 SE 220 kV seccionando la línea Cotaruse – Socabaya (a la altura de Arequipa), con patio de 220 kV. LT 220 kV Derivación Palca – La Pascana (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas SE La Pascana 220/138 kV y conexión a SE Intermedia Norte en 138 kV (nueva) y SSEE existentes. Autotransformador 220/138 kV en la Pascana.	54
8	Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC). Enlace 220 kV Aguaytía – Shipibo Nueva SE Shipibo 220/138 kV	40
9	Equipos FACTS Serie de control de RSS en LT 500 kV Poroma-Colcabamba e instalaciones asociadas. FACTS Serie (Equipo de Control de Resonancia Subsíncrona) en LT 500 kV Poroma-Colcabamba en SE Poroma (*)	29
10	Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo. Enlace 138 kV Campas-La Virgen. Autotransformador 220/138 kV en SE Campas. Transformador 138/60/22.9 kV en SE Campas. Enlace 60 kV Campas-Chanchamayo	14
11	Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito. (Proyecto ITC). Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito	17
12	Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	9
13	Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)	31
14	Enlace 138 kV Yaros – Amarilis (segundo circuito) (Proyecto ITC)	5
15	Repotenciación LT 138 kV Amarilis – Huánuco, Amarilis – Paragsha y Ampliación de SE Amarilis (Proyecto ITC) (*)	7
16	Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (Proyecto ITC)	53
17	Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	92
18	Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	20
19	Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	9
20	Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	31
Costo de Inversión 905 Millones USD en Total		

Fuente: COES, Anuario estadístico de electricidad 2021 (2022)

Los proyectos propuestos en el plan de Transmisión de Largo Plazo son ejecutados como ampliaciones dentro de las concesiones que se encuentran en operación comercial, propiedad de alguno de los integrantes transmisores del COES y los proyectos restantes son llevados a concursos de licitación por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSION).

El concurso de licitación es un proceso abierto para que participen tanto las empresas que ya están formadas en el Perú como también empresas extranjeras que buscan ampliar sus instalaciones o invertir en el país, para ello las empresas interesadas deben de cumplir con requisitos que se solicitan en las bases de cada concurso.

(PROINVERSION, 2019). “**Acta de presentación de Ofertas y Buena Pro**”, se procede a realizar un análisis al concursos de proyectos integrales para la entrega en concesión de los proyectos en 220 kV y 500 kV, donde la sumatoria del costo de servicio indicados en la Tabla 1.2 se observa que en la actualidad existe alta competencia en el sector eléctrico para que las empresas logren adjudicarse nuevos proyectos de concesión eléctricas u otros proyectos ofertados por PROINVERSION, y de esta manera ingresen al mercado nacional, sigan expandiéndose o aumenten sus ingresos. Para conseguir ello es necesario que las empresas sean más competitivas en el sector y para ello es necesario que optimicen sus costos de inversión, costos de operación y costos de mantenimiento.

Tabla 1.2: Sumatoria del costo de servicio total de los tres (03) proyectos

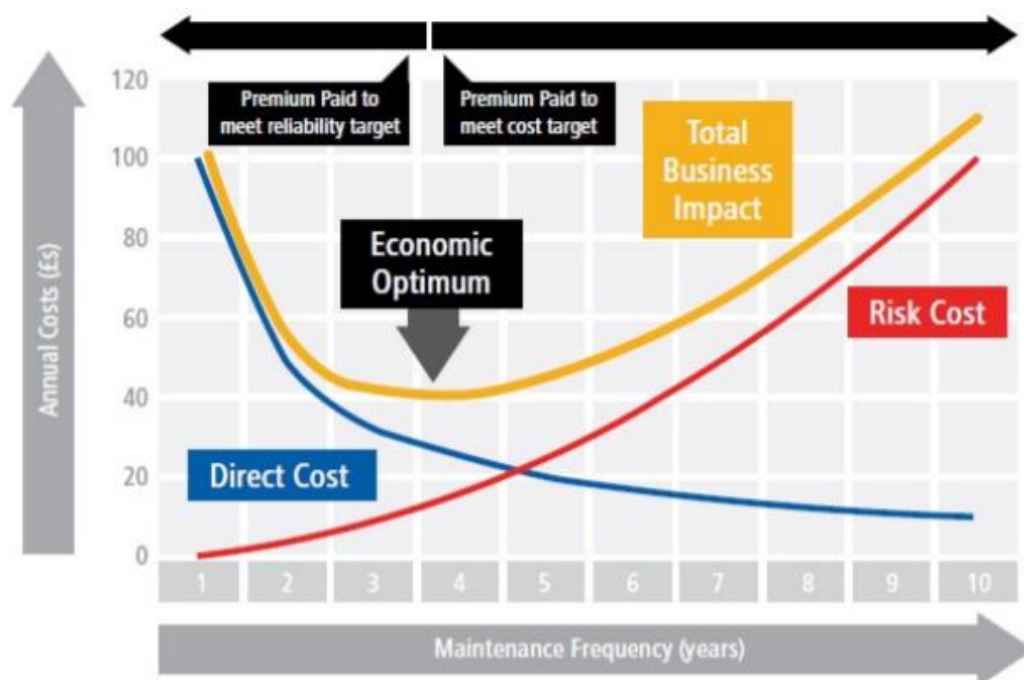
POSTOR	Sumatoria del Costo de Servicio Total (US\$)
CELEO REDES, S.L.	16 062 195,87
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	17 542 883,94
CONELSUR S.A.C.	18 205 400,74
ALUPAR INVERSIONES PERÚ S.A.C.	21 167 854,38
AAGES DEVELOPMENT CANADA Inc.	22 392 797,33
COBRA INSTALACIONES Y SERVICIOS S.A.	15 228 200,93

Fuente: PROINVERSION, Acta de presentación de Ofertas y Buena Pro del 30 de octubre 2019, (2019)

Uno de los principales motivos por la cual las empresas de transmisión eléctricas extranjeras con planes de expansión en Perú no logran adjudicarse un proyecto de transmisión que es licitado por PROINVERSION en Perú es por sus altos costos de inversión, operación y mantenimiento anual.

(Fuenmayor Edgar, 2017). “**Calculando la frecuencia optima de mantenimiento o reemplazo preventivo**”, en la Figura 1.3 muestra el proceso de optimización de la frecuencia de mantenimiento a través de la curva que representa la tarea planeada (curva azul) modelada a diferentes frecuencias donde se observa que a medida que se incrementa el periodo de ejecución de la tarea de mantenimiento los costos de llevarla a cabo disminuyen. Por otro lado, se aprecia la curva del riesgo (curva roja) de no realizar la tarea, la cual muestra que el riesgo se incrementará a medida que se prolonga la ejecución de la tarea planeada.

Figura 1.3: Optimización de la frecuencia de mantenimiento planeado



Fuente: Fuenmayor Edgar, Calculando la frecuencia optima de mantenimiento o reemplazo preventivo, (2017)

La intersección de estas dos curvas representa el punto de equilibrio económico, es decir tanto el costo de la tarea planeada y el riesgo tienen el mismo impacto en unidades monetarias por unidad de tiempo. La suma punto a punto de estas dos curvas forman la tercera curva (curva naranja) que representa el impacto total al negocio, en la cual el punto más bajo indica la frecuencia óptima para llevar a cabo la tarea planeada. Cabe destacar, que ejecutar la acción de mantenimiento antes de esta frecuencia conllevaría a costos muy elevados y realizarla después de este punto se incurriría en una pérdida debido al riesgo de exposición.

También es muy importante que las empresas que ingresen en el sector eléctrico en Perú deben de tener en cuenta el pago de compensaciones a pagar ante alguna falla que se dentro de sus instalaciones que ocasione interrupción de suministro eléctrico a los usuarios regulados o clientes libres, también la evaluación de los indicadores de performance y plan de contingencia.

Así también las empresas deben de estar al tanto de lo que se indica según Ley de Concesiones Eléctricas del 2011 en el **Artículo 31**.- Tanto los titulares de concesión como los titulares de autorización, están obligados a:

“b) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda.

Como conclusión, se aprecia que a nivel del sector eléctrico en Perú se tiene un plan de expansión del sistema de transmisión atractivo tanto para los inversionistas extranjeros como para las empresas que forman parte de los transmisores en Perú que buscan seguir creciendo y aumentando sus ingresos; sin embargo, como se analizó el mercado actualmente se encuentra muy competitivo y las empresas interesadas en adjudicarse los nuevos proyectos que se están por licitar deben de optimizar los precios

tanto de su inversión como los gastos de operación y mantenimiento, así también deben de tener en cuenta a las compensaciones que se encontrarían expuestas ante una falla, interrupción de suministro o indisponibilidad de equipos dentro de su conexión.

Ante ello las empresas deben de buscar la optimización de sus costos en operación y mantenimiento para los años que estarán a cargo de los equipos pero teniendo en cuenta los riesgos a los cuales se encuentran expuestos por lo que deben de buscar como optimizar los costos de mantenimiento de sus equipos garantizando la confiabilidad del sistema y reduciendo o evitando la indisponibilidad de alguno de ellos, por lo cual las empresas deben de buscar la forma de anticipar o mitigar las fallas ocultas y el impacto que ocasionan dentro del sistema, la subestación tanto a nivel operativo así como también a nivel económico y salvaguardar la integridad física de las personas que se encuentren en campo ante algún evento no deseado.

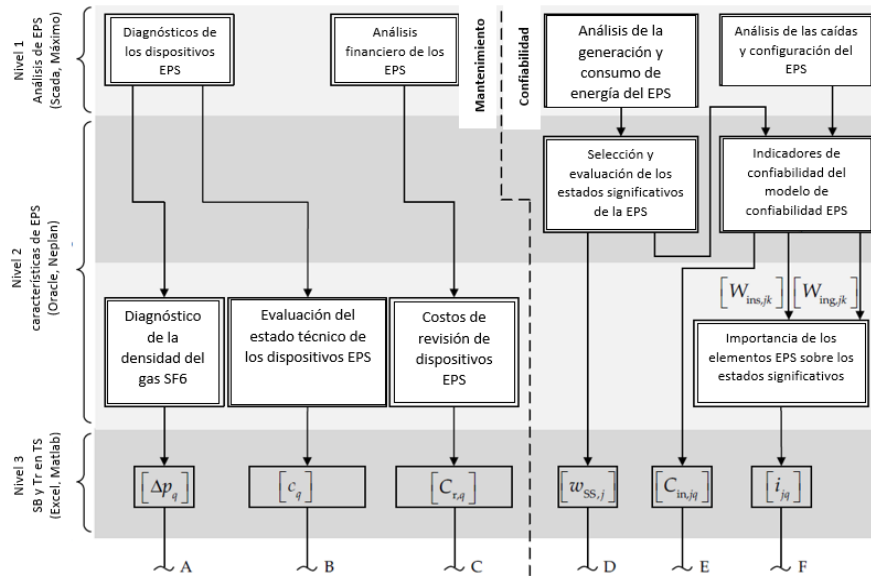
1.1. Antecedentes de la investigación

A continuación, se cita algunos antecedentes relacionados al trabajo de investigación realizados en los ámbitos internacionales y nacionales, se presentan resúmenes de papers, tesis de pre y posgrado.

1.1.1. Antecedentes internacionales

(Kitak Pedro et al, 2021) en su artículo “**Maintenance Management of a Transmission Substation with Optimization**”, el objetivo es diseñar un modelo de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) de una subestación de transmisión, gestionando la optimización de los costos de mantenimiento y riesgos asociados, dicho modelo se divide en 7 subsecciones de los cuales algunos de ellos son: la definición del sistema eléctrico de potencia (EPS), la estructura del modelo que se indica en la figura 1.4, índice de condición técnica, índice de importancia de un elemento EPS y costos.

Figura 1.4: Diagrama de bloques del modelo de mantenimiento basado en el concepto RCM



Fuente: Kitak Pedro et al, 2021, Maintenance Management of a Transmission Subestatio with Optimization.

El modelo se desarrolló y se aplicó en una subestación de transmisión eslovena en el cual confirman que el análisis de datos pasados de operación, eventos y costos de mantenimiento permite un impacto directo en el proceso de mantenimiento futuros, manteniendo la confiabilidad de los elementos EPS y su estado técnico, reduciendo los costos de mantenimiento en 25.53 % en el primer año, 18.76% el segundo año y 6.77% en el tercer año.

(Díaz Hernández, David de Jesús, 2020) en su tesis de grado “**Mantenimiento preventivo a equipo primario en Subestaciones eléctricas de Alta Tensión**”, indica la importancia de las subestaciones eléctricas dentro de sistema para la transformación de voltaje, despeje de falla y ejecución de maniobras de operación, por lo que dentro de sus objetivos de la investigación es identificar la importancia del mantenimiento preventivo dentro de una subestación eléctrica para minimizar las fallas de operación, interrupciones de suministros y reducción de los costos por indisponibilidad del equipo eléctrico, en el trabajo identifica los componentes de una subestación eléctrica así como los mantenimiento y pruebas a realizar, concluyendo que las pruebas que se realizan a los

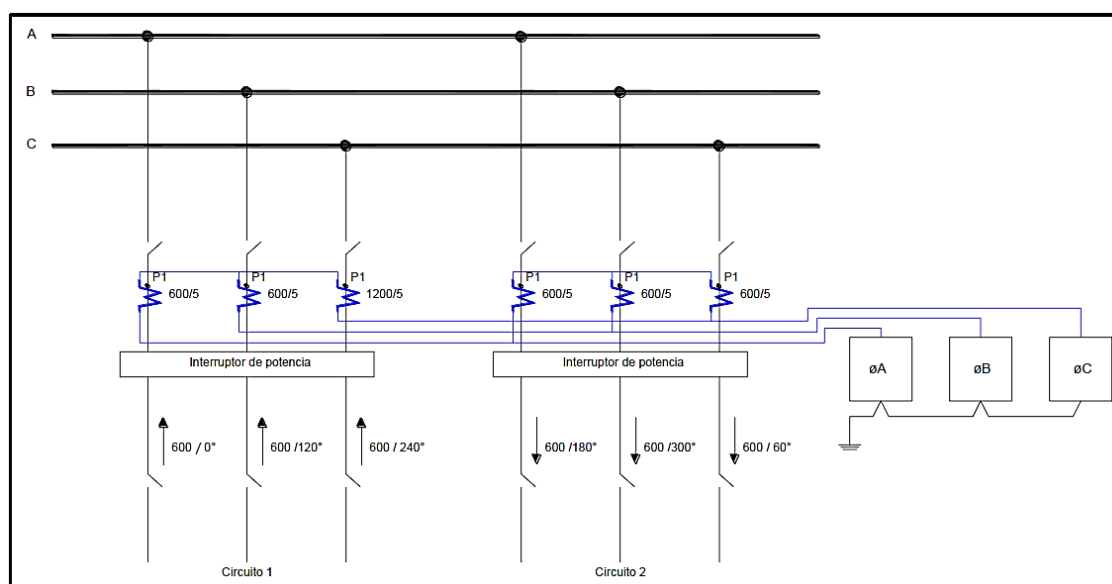
aceites dieléctricos son de mayor relevancia al momento de conocer el estado de los equipos de una subestación eléctrica que en comparación con las pruebas de rutina como resistencia de aislamiento, factor de potencia entre otras, que realizan las empresas del rubro.

(Duvan Felipe Albarado Merchán, 2017) en su trabajo de grado **“Elaboración de un plan de mantenimiento preventivo de los equipos críticos de las principales subestaciones de la empresa de energía de Boyacá S.A. E.S.P. Aplicado por la empresa asistencia técnica industrial LTDA.”**, el objetivo principal es elaborar un plan de mantenimiento preventivo con base a las actualizaciones de las características técnicas de las subestaciones de media y alta tensión de tipo encapsuladas y tipo patio, esto con el fin de disminuir las fallas y pérdidas económicas al igual que los riesgos laborales, el trabajo contemplo visitas a campo, recolección de información, identificación de configuración, toma de evidencia fotográficas, revisión de protocolos de prueba, maniobras y seguridad, análisis de las fallas encontradas para determinar su causa. Generando la creación del plan de mantenimiento para los equipos críticos basado en “gestión de la calidad” donde se indica la secuencia de procedimientos para la realización de maniobras antes, durante y después de la intervención con el fin de facilitar y garantizar tanto la seguridad de equipos como de personal. Como conclusión del trabajo se indica que el plan de mantenimiento ayuda a cumplir las actividades de mantenimiento de forma segura y eficiente para el personal en campo, también se logra aumentar el grado de confiabilidad de los equipos y del servicio de energía eléctrica.

(Reyes Rodriguez Oscar, 2016) en su tesis **“Metodología para la detección de fallas ocultas en los sistemas eléctricos de potencia”**, define como fallas ocultas aquellas fallas que permanecen de forma inadvertida ocultas y que no son detectadas, hasta que son descubiertas por otra falla(s), indicando que dichas fallas en muchos casos están presente en condiciones normales y solo son expuestas hasta que existen disturbios, ante ello en su tesis el autor propone la detección de fallas ocultas en sistemas eléctricos

de potencia por medio de una serie de metodologías para 3 diferentes tipos de casos esto con el fin de guiar a los ingenieros en sistemas eléctricos de potencia en la detección de fallas ocultas, las metodologías propuestas son: detección de fallas ocultas en alimentaciones de corriente directa de servicios propios en una subestación eléctrica donde propone realizar la medición de falla tierra mediante el equipo BGFT “Battery Ground Fault Trace” el cual permite resolver de manera eficaz y oportuna las fallas a tierra que se presenten, la segunda es la detección de fallas ocultas en transformadores de potencia que consiste en detectar fallas ocultas en la conexión de neutros a tierra de transformadores o autotransformadores de potencia y la última metodología propuesta y analizada es la detección de fallas ocultas a través de las protecciones de barras, para esta metodología se indica la necesidad de medir la corriente de desbalance que existe en la conexión de neutro a tierra, para ello analiza primero 02 casos que se presentan dentro de las protecciones electromecánicas lo cuales son: “Diferente relación de transformación de un TC” indicando que el problema que se presente en una subestación eléctrica se da por una mala selección de TC o por que el TC ya no cumple con la relación de transformación de corriente por su tiempo de vida útil. En la figura 1.5 se muestra el diagrama de conexión de un esquema de protección diferencial de fase segregada con un TC de relación de transformación de corriente diferente.

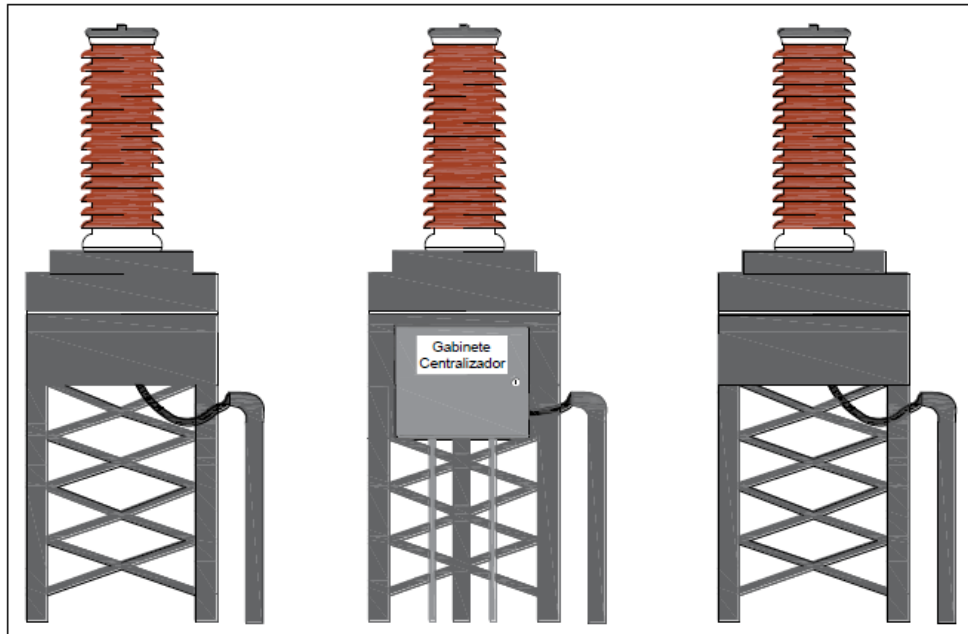
Figura 1.5: Diagrama de conexión de un esquema de protección diferencial de fase segregada con un TC de RTC diferente



Fuente: Reyes Rodriguez Oscar, Metodología para la detección de fallas ocultas en los sistemas eléctricos de potencia (2016)

Cuando se tenga un desbalance en las corriente la metodología planteada por el autor es primero revisar las relaciones de transformación de los TC's de cada circuito presente, segundo es revisar los cables de circuito de corriente realizando pruebas de aislamiento y de no hallar como tercer paso es revisar si existe un puente que este cortocircuitando las corriente en alguno de los gabinetes centralizadores de TC's, en la figura 1.6 se muestra un esquema de la ubicación del gabinete centralizador para transformadores de corriente.

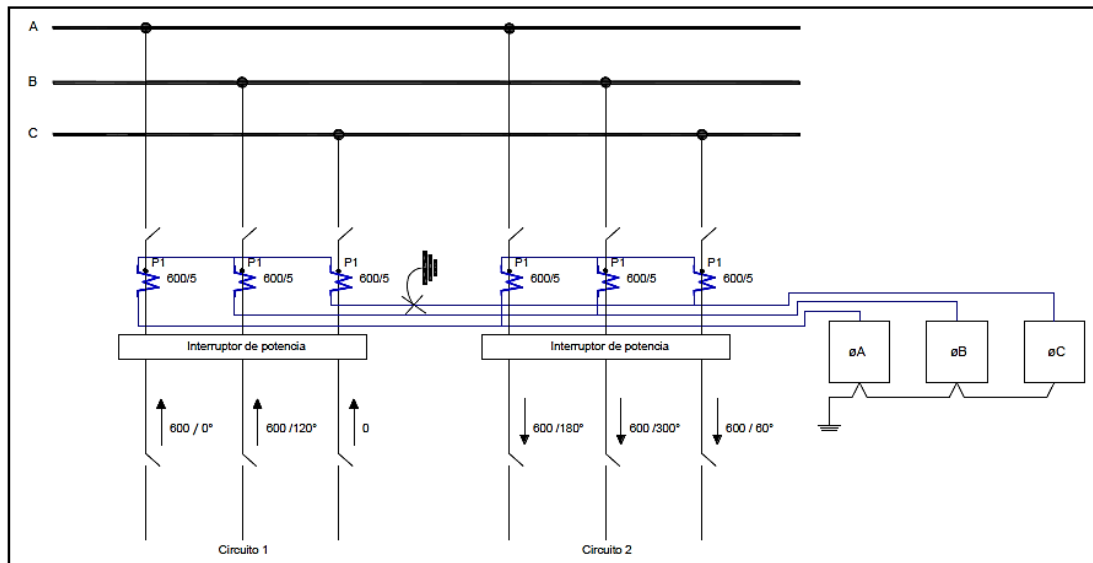
Figura 1.6: Diagrama esquemático de la ubicación de gabinete centralizador de transformadores de corriente



Fuente: Reyes Rodriguez Oscar, Metodología para la detección de fallas ocultas en los sistemas eléctricos de potencia (2016)

El segundo caso para las protecciones electromecánicas es cuando se presenta un cortocircuito o falla de fase a tierra, para este caso se parte de la premisa que todos los TC tienen la misma relación de transformación de corriente sin embargo se existe la posibilidad de que se presente una falla por falla productora de un cortocircuito en un gabinete de un TC o por falla de aislamiento en un cable, esto se esquematiza en la figura 1.7 donde se muestra un esquema de protección diferencial de fase segregada con falla de fase a tierra en la fase C del circuito 1.

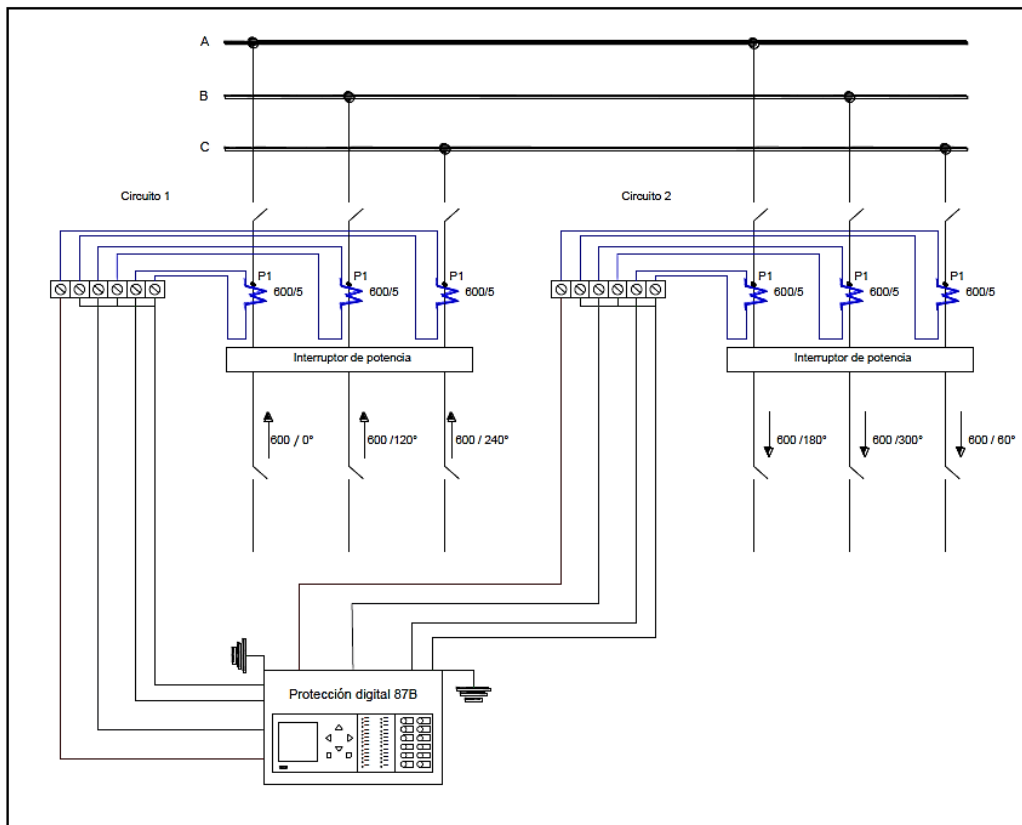
Figura 1.7: Diagrama de conexión de un esquema de protección diferencial de fase segregada con galla de fase a tierra



Fuente: Reyes Rodriguez Oscar, Metodología para la detección de fallas ocultas en los sistemas eléctricos de potencia (2016)

Para el caso de la protección digital donde la diferencia con la protección electromecánica la primera mide las corrientes en un solo modulo que incluye varios circuitos, en la figura 1.8 se visualiza el diagrama de conexión de protección digital diferencial de barras.

Figura 1.8: Diagrama de conexión de protección digital diferencial de barras



Fuente: Reyes Rodriguez Oscar, Metodología para la detección de fallas ocultas en los sistemas eléctricos de potencia (2016)

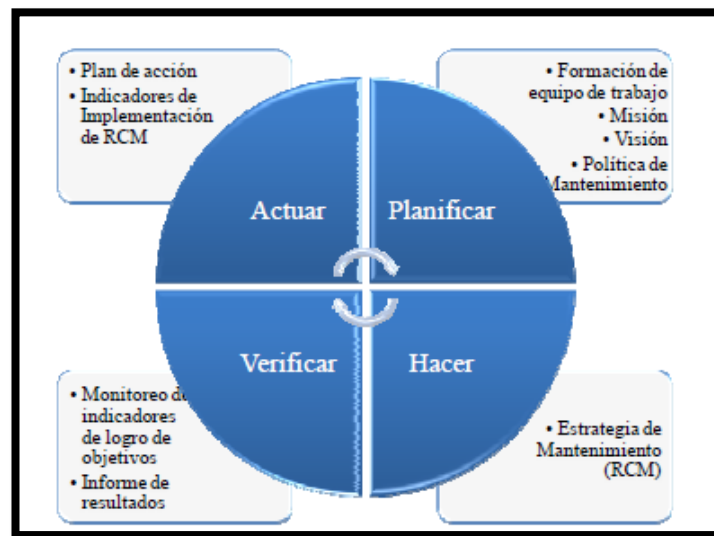
El autor indica que la finalidad de la protección digital es analizar las corriente y hacer el cálculo del estado de corrientes por medio de un algoritmo propio de la protección digital y cuando se presenta un desbalance de corrientes la protección realiza el cálculo e indica por medio de una alarma la presencia de una falla es ahí donde la metodología para este caso planteada por el autor es medir las corriente de desbalance por cada circuito de neutro a tierra, segundo es la revisión de valores medidos en display de corriente de operación y restricción. Como conclusión de la metodología presentada para detectar fallas ocultas es importante tener en cuenta la corriente que circula en la conexión de neutro a tierra debido que da un indicio que está presente un problema, en el trabajo se indica que si el valor de la corriente de neutro a tierra es superior a 30 mA está presente una falla.

1.1.2. Antecedentes Nacionales

(Enciso Rimache, Juan Carlos y Seminario Orrego, Renzo Edilberto, 2021) en su tesis **“Propuesta de mejora en la gestión de activos basado en el modelo life cycle costing (LCC) para reducir fallas imprevistas en subestaciones eléctricas de transmisión de una empresa de distribución eléctrica”**, la presente tesis tiene como objetivos principales de estudio primero disminuir en 39% la cantidad de fallas en subestaciones eléctricas y segundo disminuir en 71% la energía no suministrada por fallas. La tesis recopiló datos para ponderación de las causas de las interrupciones y también de la energía interrumpida identificando como causas principales el mantenimiento deficiente y por terceros. Centrándose en mantenimiento deficientes proceden a identificar las frecuencias de fallas por activo identificando los activos que ocasionan mayor afectación son los interruptores, transformador de medida y seccionador. Los autores plantean el modelo life cycle costing (LCC) en el cual analizan diferentes costos como son de personal, equipos, de grúa, compensación entre otros para realizar el cambio o renovación de los equipos identificados en un horizonte de 5 años donde el número de interrupciones y energía interrumpida disminuirá. El modelo considera para la toma de decisión desde el punto financiero, sin embargo, es abierto a aplicar condiciones como cambio de regulación, legislación y políticas peruanas.

(Aguilar bonifacio, Rocio y Hilario Pérez, Julio Antonio, 2015) en su proyecto profesional **“Propuesta de mejora en la Gestión del Mantenimiento de subestaciones de Transmisión en una empresa de Distribución de Energía Eléctrica”**, el trabajo tiene como objetivo general la elaboración de un Sistema de Gestión del Mantenimiento basado en el Ciclo Deming o PHVA y también aplicando la técnica de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, el sistema propuesto lo divide en 4 etapas que son: Planificar, Hacer, Verificar y Actuar las cuales se muestran en la figura 1.9.

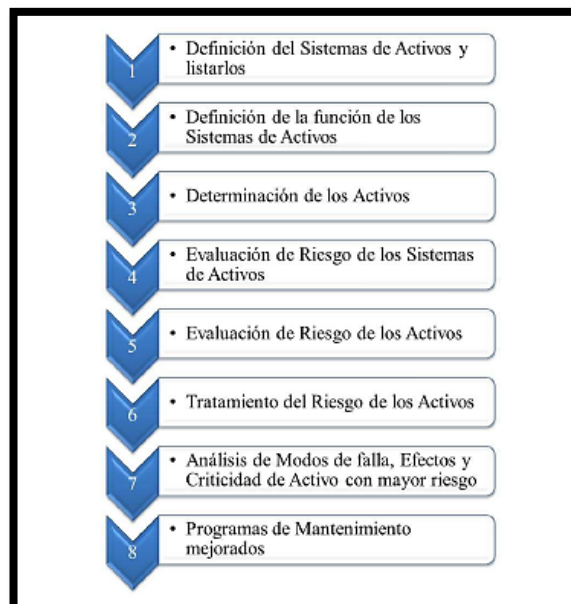
Figura 1.9: Estructura del Sistema de Gestión de Mantenimiento



Fuente: Aguilar Bonifacio, Rocio y Hilario Perez, Julio Antonio, 2015, Propuesta de Mejora en la Gestión del Mantenimiento de Subestaciones de Transmisión en una empresa de Distribución de Energía Eléctrica.

El autor aplica la técnica de Mantenimiento Centrado en la confiabilidad (RCM) para solucionar la causa raíz detectada que es el insuficiente mantenimiento, en la figura 1.10 indica la aplicación de RCM.

Figura 1.10: Flujograma para aplicación del RCM a las Subestaciones de Transmisión



Fuente: Aguilar Bonifacio, Rocio y Hilario Perez, Julio Antonio, 2015, Propuesta de Mejora en la Gestión del Mantenimiento de Subestaciones de Transmisión en una empresa de Distribución de Energía Eléctrica.

Como conclusión el autor indica que la implementación del proyecto es factible analizando los indicadores económicos con un VAN positivo de \$ 353,957 y una tasa interna de retorno de 59%, así como la disminución de desconexiones imprevistas y la energía interrumpida causada por las fallas.

1.2. Identificación y descripción del problema de estudio

La principal causa de las desconexiones, interrupciones o indisponibilidades de equipos y celdas en subestaciones eléctricas son las fallas ocultas que ocurren entre los periodos sin mantenimiento.

(COES, 2021), en su publicación “**Memoria Anual 2021**”, indica que al cierre del año 2021 la lista de integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC) es conformado por 65 empresas de generación, 13 empresas de distribución y 18 empresas de transmisión que operan en Perú, en el mismo año ocurrieron 1186 fallas de las cuales 88 ocurrieron en equipos de una subestación eléctricas y la diferencia ocurrieron en líneas de transmisión.

Durante el año 2022 en la estadística anual del COES 2022 se registraron un total de 1 311 fallas a nivel nacional, considerando fallas en líneas de transmisión, transformador, unidad de generación, SVC, Barra, celda y STATCOM, en la tabla 1.3 se identifica el número de fallas por equipos y en la zona correspondiente.

Tabla 1.3: Número de fallas en los equipos de transmisión del SEIN

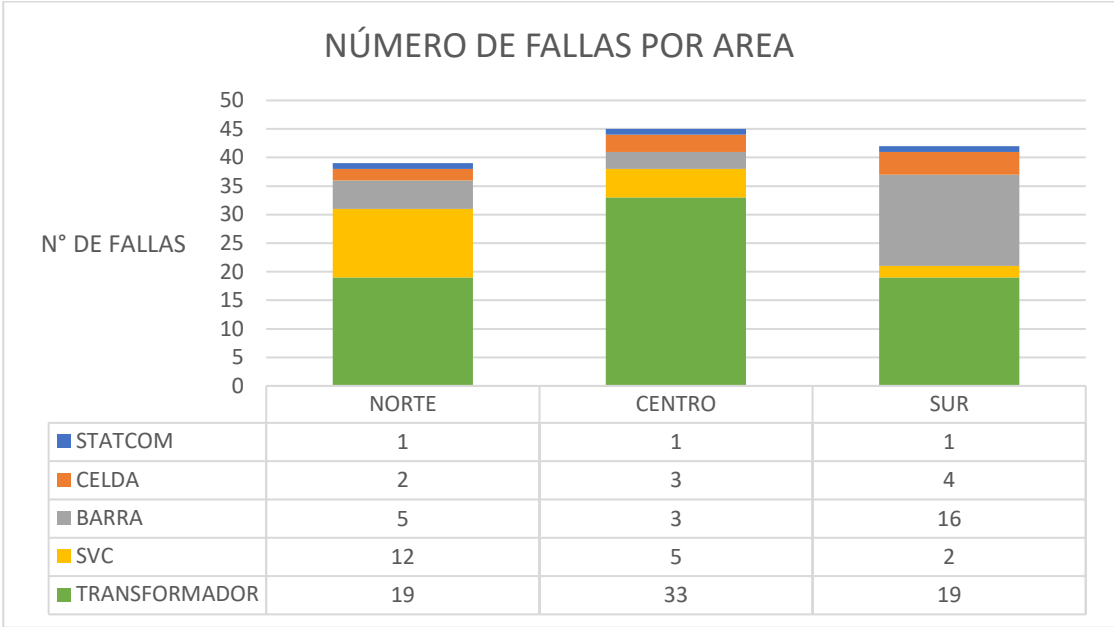
ZONA	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	TRANSFORMADOR	UNIDAD DE GENERACIÓN	SVC	BARRA	CELDA	STATCOM
NORTE	168	19	77	12	5	2	1
CENTRO	293	33	374	5	3	3	1
SUR	184	19	89	2	16	4	1

Fuente: COES, Estadística Anual 2022, Estadística de fallas y factores de indisponibilidad (2022)

Del total de fallas que ocurrieron en el año 126 ocurrieron en equipos de una subestación eléctrica lo que representa el 9.61% de las fallas del año 2022 por falla en:

transformador, SVC, barra, celda o STATCOM, la distribución por zonas (norte, centro y sur) se indica en la figura 1.11.

Figura 1.11: Número de fallas por áreas y según tipo de equipos en el SEIN



Fuente: COES, Estadística Anual 2022, Estadística de fallas y factores de indisponibilidad (2022)

Considerando las 18 empresas transmisoras integrantes del COES sumando a la empresa CONELSUR (empresa que se retiró como integrante en el año 2022) suman en total 167 subestaciones eléctricas de empresas de transmisión en las cuales se encuentran expuestas a ocurrir una falla en uno de sus equipos, así mismo de la información del COES las empresas con mayor cantidad de subestaciones son Red de Energía del Perú S.A. que opera 56 subestaciones eléctricas, Consorcio Transmantaro S.A. opera 35 subestaciones eléctricas, en la tabla N° 1.4 se observa la cantidad de subestaciones por cada empresa de transmisión.

Tabla 1.4: Cantidad de subestaciones por empresa de transmisión

NOMBRE DE TRANSMISORA	N° SUBESTACIONES
RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.	56
TRANSMANTARO	35
ISA PERÚ	13
ATN S.A.	11

NOMBRE DE TRANSMISORA	N° SUBESTACIONES
REDESUR	5
ATN 1 S.A.	5
CONCESIONARIA LINEA DE TRANSMISIÓN CCNCM S.A.C.	4
TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL SUR 2 S.A.C.	4
TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL SUR S.A.C	3
TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL SUR 4 S.A.C.	2
TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL SUR 3 S.A.C. - TESUR 3	2
COMPAÑÍA TRANSMISORA NORPERUANA S.A.C	2
TERNA PERÚ S.A.C.	2
POMACOCCHA POWER	2
COMPAÑÍA TRANSMISORA ANDINA S.A.	1
COMPAÑÍA TRANSMISORA AUTÓNOMA S.A.C.	1
Total, general	167

Fuente: COES, Estadística Anual 2022, Estadística de fallas y factores de indisponibilidad (2022)

Las empresas eléctricas de transmisión indicadas operan y dan mantenimiento a las subestaciones eléctricas de su propiedad, las cuales están equipadas con diferentes equipos de potencia como son transformadores de tensión, transformadores de corrientes, transformadores de potencia interruptores entre otros equipos. Siendo uno de sus problemas principales las fallas en subestaciones eléctricas que afectan la continuidad del servicio eléctrico, así como la disponibilidad de los equipos. Por lo cual las empresas programan y ejecutan los mantenimientos a los equipos según corresponda optimizando los costos de mantenimiento, así como también prevenir accidentes laborales, esto sin poner en riesgo la operatividad, calidad del servicio y confiabilidad, anticipando los altos costos que involucran el llevar a cabo el reemplazo de equipos y las penalidades ante indisponibilidad.

(Duvan Felipe Albarado Merchán, 2017), Para minimizar las fallas y pérdidas económicas, así como también los riesgos laborales cada empresa optimiza sus costos generando un plan de mantenimiento preventivo para los activos de sus instalaciones, estos planes o programas de mantenimiento son generados en base a características

técnicas, recomendaciones de fabricantes, análisis de modos de fallas, condiciones de la zona geográfica y condiciones operativas del sistema eléctrico en donde opera.

Siendo algunos equipos de las subestaciones eléctricas: los transformadores de tensión y transformadores de corriente que son conocidos como transformadores de medida, equipos importantes para la operación de las subestaciones que cuentan con un plan de mantenimiento en el cual se indica las actividades a ejecutarse y periodicidad de ellas, algunas actividades a ejecutar son; mantenimiento del aislamiento y las pruebas eléctricas, las pruebas eléctricas realizadas a estos equipos indican el estado del equipo si está en condiciones de seguir operando o no.

Un gran problema se da cuando los equipos fallan posterior a su mantenimiento realizado en el cual no se detectó observación alguna, la causa es una falla oculta que con el mantenimiento tradicional o convencional no se detecta.

La falla de estos equipos logra ser perjudicial para las empresas eléctricas esto debido a que según el tipo de equipo o bahía que se encuentren instalado ocasiona restricciones operativas, indisponibilidad de la celda, bahía u otro hasta que se ejecute la actividad correctiva o reemplazo, así también una consecuencia grave de fallar estos equipos es que explotan y es posible que los fragmentos dañen o se incrusten en algún personal que se encuentre cerca al momento de la falla.

Por lo mencionado, se presenta como problemática principal, el diseño de un plan de mantenimiento predictivo que permita asegurar la disponibilidad de los equipos eléctricos en las subestaciones eléctricas de potencia durante todo el tiempo de vida útil de estos y no solo depender del plan de mantenimiento preventivo de cada equipo.

En Perú, no hay estudios que indiquen como prevenir las fallas ocultas de los transformadores de medida y otros equipos de las subestaciones eléctricas de potencia por lo que las empresas se basan en su plan de mantenimiento preventivo y correctivo ante una falla.

1.3. Formulación del problema

¿En qué medida los desbalances de tensión y corriente inciden negativamente en las fallas de los transformadores de medida y equipos en subestaciones eléctricas?

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Analizar los desbalances de tensión y corriente para predecir fallas en transformadores de medida y otros equipos en subestaciones eléctricas.

1.5. Hipótesis

1.5.1. Hipótesis General

El análisis de los desbalances de tensión y corriente contribuirá a anticipar fallas en transformadores de medida y otros equipos en subestaciones eléctricas.

1.6. Variables y Operacionalización de variables

1.6.1. Variable Independiente (VI)

X: Análisis de los desbalances de tensión y corriente.

1.6.2. Variable dependiente (VD):

Y: Fallas en transformadores de medida y equipos en subestaciones eléctricas.

En la tabla 1.5 se muestran las variables tanto independiente como dependiente y los indicadores de la investigación.

Tabla 1.5: Variables e indicadores del trabajo

Variables	Descripción	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores
Variable Independiente Y (VI)	Análisis de los desbalances de tensión y corriente	Seguimiento a las variaciones de los desbalances que se presentan de tensión y corriente	Medición continua de los desbalances que son calculados de los parámetros de tensión y corriente	1. Voltaje Promedio 2. Corriente Promedio 3. Desbalance de tensión 4. Desbalance de corriente	1. $V_{prom} = (V_a + V_b + V_c)/3$ 2. $I_{prom} = (I_a + I_b + I_c)/3$ 3. $\%V = (V_x - V_{prom})/3$ 4. $\%I = (I_x - I_{prom})/3$
Variable Dependiente X (VD)	Fallas en transformadores de medida y equipos en subestaciones eléctricas	Cantidad de fallas que se presentan en transformadores de medida y equipos de las subestaciones eléctricas	Tasa de falla en los transformadores de medida y equipos asociados	1. Tasa de fallas 2. Indisponibilidad no programada por falla del equipo	1. Número de fallas 2. Horas de indisponibilidad por mantenimiento correctivo no programado

Fuente: Elaboración propia

1.7. Metodología de la Investigación

1.7.1. Unidad de Análisis

Para el presente trabajo de investigación se ha definido como unidad de análisis los equipos de medida tanto transformador de corriente como transformador de tensión de 220 kV de las subestaciones eléctricas Chimbote 1 y Trujillo Norte.

Los datos de las subestaciones indicadas son los que se indican en la tabla 1.6.

Tabla 1.6: Datos de ubicación de las subestaciones eléctricas Chimbote 1 y Trujillo Norte

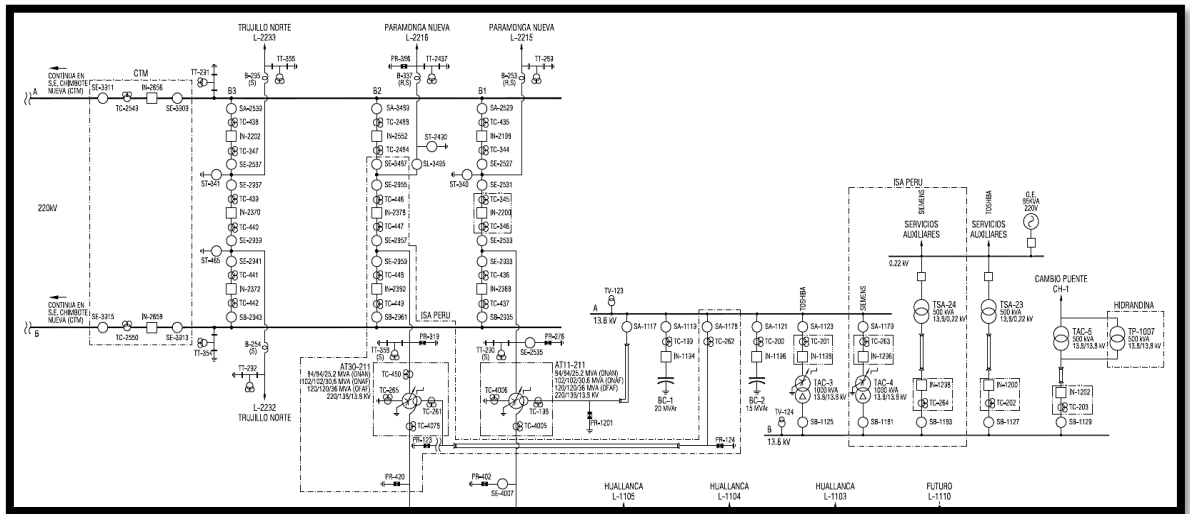
Ubicación	S.E. Chimbote 1	S.E. Trujillo Norte
Departamento	Ancash	La Libertad
Provincia	Santa	Trujillo
Distrito	Chimbote	La Esperanza
Altitud	102 msnm	100 msnm

Fuente: Elaboración propia.

Ambas subestaciones eléctricas mencionadas son de propiedad de la empresa Red de Energía Eléctrica S.A. (REP), empresa concesionaria del Estado peruano que se encarga de la operación y mantenimiento de las subestaciones eléctricas Chimbote 1 y Trujillo Norte las mismas que tienen una concesión eléctrica original, otorgada a favor de la empresa ETECEN S.A. y transferida posteriormente a favor de REP en el año 2002.

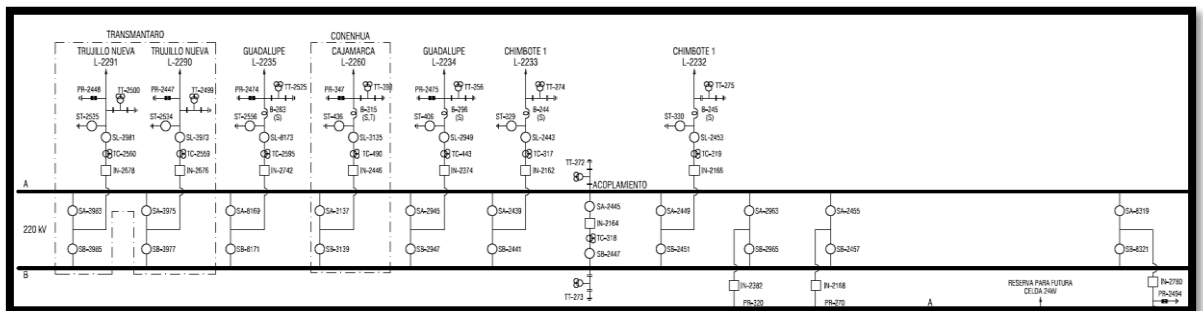
En las figuras 1.12 y 1.13 se observan los diagramas unifilares en 220 kV de ambas subestaciones.

Figura 1.12: Diagrama unifilar en 220 kV de la SE Chimbote 1



Fuente: ISA REP, 2023, Diagramas Unifilares y base de datos.

Figura 1.13: Diagrama unifilar en 220 kV de la SE Trujillo Norte



Fuente: ISA REP, 2023, Diagramas Unifilares y base de datos.

1.7.2. Tipo, Enfoque y Nivel de Investigación

El presente trabajo de investigación es de tipo **cuantitativa** con respecto al **enfoque** de investigación, porque analizando las características epistemológicas desde el punto de **percepción de la realidad** es **objetiva** porque se recopilará datos cuantitativos, así también la medición de datos como voltaje, corriente, desbalances de corriente y voltaje.

También desde la característica de **razonamiento** es de tipo **deductivo** porque se busca contrastar la hipótesis definida por medio del análisis de los valores obtenidos en la recopilación de datos según el marco teórico del presente trabajo de investigación.

Desde el punto de vista de la **finalidad** de la investigación es de **comprobación** porque busca corroborar la hipótesis plantada en base a los resultados que se obtienen después del análisis.

Desde la **orientación** es de tipo orientada **al resultado**, porque el objetivo es predecir fallas en los transformadores de medida.

Desde el punto de vista del **principio de verdad** es **particular** porque se analizará los datos para equipos de medidas de alta tensión en subestaciones de transmisión.

Desde la **perspectiva del investigador** se analizará los datos **desde afuera** porque como investigador observaremos los resultados desde afuera.

Así también desde el punto de vista de **casualidad** el trabajo se basa en **antecedentes** en la unidad de análisis.

Con respecto del **alcance** de la presente investigación es de tipo **correlacional** porque se relacionará los resultados obtenidos del análisis y procesamiento de datos con la finalidad de anticipar o predecir fallas ocultas en los equipos de medidas de las subestaciones eléctricas.

1.7.3. Diseño de la investigación

El **diseño** de investigación es del tipo **no experimental** por que analizara los datos de desbalances de los parámetros eléctricos para comprobar la hipótesis planteada en el presente trabajo de investigación por lo que no se va a manipular ni control las variables.

CAPITULO II.

Marco Teórico y Marco Conceptual

2.1. Bases Teóricas

2.1.1. Gestión del Mantenimiento

(Abril, Palomino y Sánchez, 2006). “**Manual para la integración de sistema de gestión**”, indica que la gestión es un proceso para sistematizar la gestión en empresas con la finalidad de optimizar y contribuyendo a la toma de decisiones así mismo ayuda al cumplimiento de las legislaciones dentro de las empresas.

(Souris J., 1992). “**El mantenimiento, fuente de beneficios**”, en su publicación indica que el objetivo del mantenimiento es el utilizar activos de una forma adecuada y mantenerlos en condiciones ópticas para su operación con el menor costo posible, señala que las organizaciones tienen como objetivo el mantenimiento de los activos con un gasto bajo en el presupuesto o en relación con la actividad a desarrollar.

(Velasco E., 2016). “**XXI Congreso Nacional de ingeniería Mecánica**”, para el autor la gestión de mantenimiento es un conjunto de procesos aplicables a diversos equipos e instalaciones con el objetivo de prevenir fallas y operar en condiciones normales, teniendo como fin el conservar los equipos y maquinarias en el mejor estado.

Dentro de los tipos de mantenimiento identificados se identifica los siguientes:

2.1.1.1. Mantenimiento predictivo

(Oliveros P., 2012), “**Gestión de Mantenimiento Moderna del Mantenimiento Industrial**”, indica que este tipo de mantenimiento es la inspección utilizada para prevenir una falla en el activo, permitiendo restaurar o reemplazar algún componente que origine la falla, el mantenimiento predictivo es fundamentando en la medición y seguimiento.

2.1.1.2. Mantenimiento preventivo

(García S., 2003), "**Organización y Gestión Integral de Mantenimiento**", en su publicación el autor indica que dentro del mantenimiento preventivo se ejecutan inspecciones seguidas y periódicas sobre los equipos e instalaciones, donde se conoce que partes están fallando para proceder con la reparación con la finalidad de lograr un funcionamiento óptimo antes de alguna falla.

2.1.1.3. Mantenimiento correctivo

(Sánchez F. et al, 2006), "**Mantenimiento mecánico de máquinas**", el mantenimiento correctivo corresponde a la solución de fallas que se presenten en los equipos, su finalidad es poner en funcionamiento los equipos en el menor tiempo posible y a un costo mínimo, para el autor el objetivo del mantenimiento correctivo es la rápida reparación de los equipos y dejarlos en condiciones para operar, reemplazando o reparando de manera inmediata las piezas o componentes que fallaron.

2.1.2. Fallas

(Oliverio P., 2012). "**Gestión de Mantenimiento Moderna del Mantenimiento Industrial**", son definidas como un cambio anormal en los equipos que producen como consecuencia que no realicen sus funciones de manera normal, las fallas se presentan cuando existen efectos no deseados sobre algún componente del equipo lo cual no permite que realice su función de manera normal trayendo como consecuencia la disminución o paro de las actividades. El autor recalca que es importante en las empresas se identifiquen las fallas a tiempo así al determinarlas permite actual en el origen de dichas fallas.

(Parra C. y Crespo A., 2012). "**Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos**", los autores en su publicación indican evaluar la consecuencia de cada una de las fallas, según el RCM las fallas se dividen así:

- Fallas ocultas: no muestran impacto negativo, pero si se materializa llega a generar diversas fallas o graves consecuencias si están expuestas a otras fallas.

- Fallas de seguridad y medio ambiente: las fallas de seguridad se dan cuando no se cumplen con las normas de seguridad industrial o existe la posibilidad que se generen daños físicos en los operarios; a su vez existen fallas que generan daños al medio ambiente.
- Fallas operacionales: son consecuencia de alguna falla que generan paros, disminución de producción y caídas de los ingresos.
- Fallas no operacionales: estas fallas no ocasionan daño en la producción y seguridad, sin embargo, es importante su pronta reparación.

2.1.3. Transmisión Eléctrica

(Mimbela Jiménez Marcio y Ruiz Roldán Kernick, 2021). **“Análisis del sector de energía eléctrica en el Perú”**, en su trabajo de investigación para obtener el grado de Máster en Dirección de empresas indica que la transmisión eléctrica o transmisión de energía se encarga del transporte de energía desde el punto de generación hasta las distribuidoras o clientes libres, para dicha función se utiliza las líneas y subestaciones de transmisión.

Para el caso de Perú la transmisión eléctrica se realiza en alta y extra alta tensión que van desde 138 kV hasta 500 kV.

2.1.4. Subestaciones Eléctricas

(Mejía Villegas, 2003). **“Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión”**, define que una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo con determinados requisitos de calidad. La subestación se encuentra conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección.

Una subestación está asociada con una central de generación, controlando directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia convirtiendo la tensión de suministro a niveles más altos o bajos, así también logra conectar diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión. Algunas veces una subestación desempeña dos o más de estas funciones.

En resumen, indica que una subestación consiste en un número de circuitos de entrada y salida, conectados a un punto en común, barraje de la subestación, siendo el interruptor el principal componente de un circuito y complementándose con los transformadores de instrumentación, seccionadores y pararrayos, en lo correspondiente a equipo de alta tensión, y con sistemas secundarios como son los de control, protección, comunicaciones y servicios auxiliares.

2.1.5. Finalidad de una Subestación Eléctrica

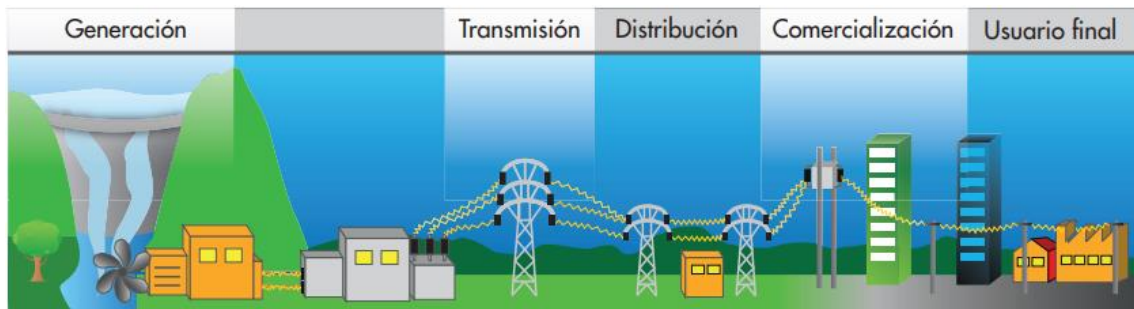
(Botero Garcia Javier, 2013). “**Conceptos básicos de Subestaciones Eléctricas**”, indica que debido a que la tensión de generación en una central eléctrica es relativamente baja y su ubicación bastante lejana de los centros de consumo, el transporte de energía eléctrica a estos niveles resulta demasiado costoso. Para que el costo del transporte sea razonable es necesario elevar la tensión a un nivel alto que depende de varios factores como: la potencia a transmitir, la longitud de la línea, las pérdidas, etc., actualmente estos niveles son 115 kV o 220 kV. Dicha operación se efectúa en una instalación que se denomina en general Estación Transformadora Primaria o Subestación Primaria; una vez hecha la conducción por las líneas de transmisión, en los centros de consumo debe procederse a la distribución de esta potencia requiriéndose de Subestaciones Distribuidoras, que reducen el voltaje a 13.2 kV.

En ocasiones se enlazan sistemas por medio de Subestaciones de Interconexión para posteriormente reducir el voltaje a un valor adecuado para los centros de consumo

en unas casetas de transformación, cuyo elemento principal es el Transformador de Distribución. En ocasiones se tiene un nivel intermedio denominado Subtransmisión.

En la figura 2.1 se presenta un sistema eléctrico con centros de producción y de consumo de la energía eléctrica, así como los puntos donde la energía sufre cambios en los niveles de voltaje de acuerdo con el tipo de subestación requerido.

Figura 2.1: Sistema eléctrico con centros de producción y de consumo de energía eléctrica



Fuente: UPME, 2012, Lineamientos para fortalecer la expansión del STN.

2.1.6. Clasificación de las Subestaciones Eléctricas

(Alcantar Bazúa Luis Pedro, 2015).” **Estructuras y equipos de subestaciones eléctricas**”, indica que las subestaciones eléctricas se clasifican dependiendo de la función que desempeñan, siendo su clasificación por servicio, construcción o por su arreglo de barras, ello se indica en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Clasificación de Subestaciones Eléctricas

CLASE	TIPO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA
POR SU SERVICIO	• Elevadora
	• Reductora
	• De Maniobra
POR SU CONSTRUCCIÓN	• Intemperie
	• Interior
	• Blindada
	• Híbrida (encapsuladas para trabajar a la intemperie).
POR SU ARREGLO DE BARRAS	• Barra principal y barra de transferencia con interruptor de transferencia y/o amarre.
	• Interruptor y medio en “I”.
	• Interruptor y medio en “U”
	• Doble barra principal y barra de transferencia
	• Doble barra y doble interruptor
	• Barra principal y barra auxiliar con interruptor de transferencia o amarre

Fuente: Alcantar Bazúa Luis Pedro, 2015, Estructuras y equipos de subestaciones eléctricas.

En las figuras 2.2, 2.3 y 2.4 se presentan fotografías de los tipos de subestaciones eléctricas por su servicio: elevadora, reductora y de maniobra respectivamente.

Figura 2.2: Subestación Eléctrica elevadora



Fuente: Alcantar Bazúa Luis Pedro, 2015, Estructuras y equipos de subestaciones eléctricas.

Figura 2.3: Subestación Eléctrica reductora



Fuente: Alcantar Bazúa Luis Pedro, 2015, Estructuras y equipos de subestaciones eléctricas.

Figura 2.4: Subestación Eléctrica de maniobra



Fuente: Alcantar Bazúa Luis Pedro, 2015, Estructuras y equipos de subestaciones eléctricas.

2.1.7. Transformadores Eléctricos

(Fraile Mora Jesús, 2003). “**Maquinas Eléctricas**”, define a un transformador como una maquina eléctrica estática, destinada a funcionar con corriente alterna, constituida por dos arrollamientos, primario y secundario, que permite transformar la energía eléctrica tanto de tensión (V) como corriente (I) de entrada a otras de diferentes magnitudes, así

también indica que la importancia de un transformador radica que al convertir las magnitudes indicadas es posible el transporte de energía eléctrica a grandes distancias por medio de las líneas de transmisión en voltajes altos y corrientes bajas de una forma práctica y económica.

2.1.8. Transformadores para Instrumentos

(Chapman Stephen, 2012), “**Maquinas Eléctricas**”, actualmente se utilizan dos tipos de transformadores de propósito especial con los sistemas de potencia para hacer mediciones, siendo los siguientes: uno el transformador de potencial y el otro el transformador de corriente.

2.1.9. Transformadores para Tensión o Potencial

2.1.9.1. Definición

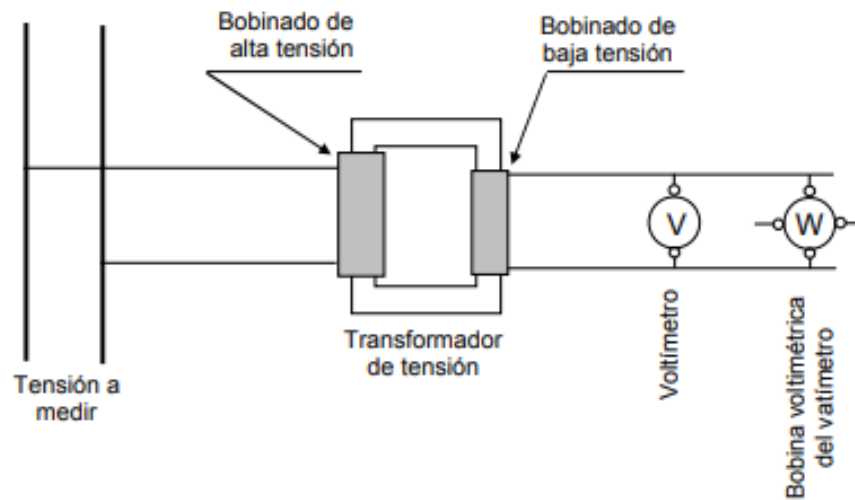
(Alvares Julio, 2012), “**Electrotecnia**”, indica que los transformadores de tensión o también conocidos de potencial utilizados para medición constan de dos boinas, cuya relación está dada en función de la alta tensión a medir y una tensión que se aplica a los instrumentos. El transformado de tensión su bobinado primario se conecta en paralelo con el circuito en él se desea medir la tensión, esto se observa en la figura 2.5.

En el bobinado secundario se conectan por los instrumentos en paralelo.

La relación de transformación es dada por:

$$a = \frac{U1}{U2} = \frac{N1}{N2}$$

Figura 2.5: Esquema de medición con transformado de tensión.



Fuente: Alvarez Julio, 2012, Electrotecnia.

Debido a que los instrumentos que se conectan al secundario tienen valores de impedancia elevada, la corriente que circula es muy pequeña por lo cual el transformador trabaja practicante en vacío.

Debido a las pequeñas corrientes, las caídas de tensión internas son muy pequeñas, con lo cual no se cometen grandes errores de relación de transformación.

El lado secundario de los transformadores de tensión no se debe de cortocircuitar, debido a que, de suceder, la elevada corriente que circularía destruiría el transformador.

En la figura 2.6 se muestra un ejemplo de un transformador de tensión.

Figura 2.6: Transformador de tensión.



Fuente: Elaboración propia.

La tensión nominal primaria dependerá de la conexión realizada, si los transformadores se conectan Fase – Fase es la tensión nominal del sistema, en cambio, si se conectan entre Fase – Tierra, es la tensión nominal del sistema dividida por raíz de 3 ($\sqrt{3}$), ello se describe en la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Tensión nominal primaria de TT's según el tipo de conexión

Conexión	Tensiones nominales en [kV]
Fase - Fase	500 - 230 - 220 - 115 - 36 - 34.5 - 14.4 - 13.2
Fase - Tierra	288.7 - 132.8 - 127 - 66.4 - 20.8 - 19.9 - 8.3 - 7.6

Fuente: Elaboración propia.

La tensión nominal secundaria de un transformador de tensión está directamente ligada a la práctica de los diferentes países y a la función que desempeña dentro del sistema.

2.1.9.2. Tipos de transformador de tensión según su aplicación

Existen transformadores de tensión para medida, protección y de ambos usos.

Transformador de tensión de medida:

Son los diseñados para alimentar equipos de medida. Una de sus características fundamentales es que en las condiciones normales de servicio sean exactos. El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su clase o precisión, la cual indica el porcentaje máximo de error que se comete en la medida.

- Clase de precisión: Es la desviación entre el valor medido por el transformador de tensión y el valor real, se designa por un número (índice de clase) igual al límite superior del error de intensidad o de tensión admisible, que el transformador de potencia logra introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal primaria y la frecuencia nominal, se expresa en porcentaje.
- Límite de error: Es el error que el PT introduce en la medición, se refleja una discrepancia entre la relación del transformador con respecto a la nominal en ángulo y en magnitud.

Transformador de protección:

Son aquellos destinados a alimentar relés de protección.

- Clase de precisión: Todos los transformadores de tensión para protección deben tener asignada una clase de precisión de medida, ésta se designa por el error máximo admisible de la tensión en porcentaje, entre el 5% de la tensión asignada y el valor de la tensión correspondiente al factor asignado.

- Límite de error: Los errores de tensión y desfase, a la frecuencia asignada, no deben sobrepasar los valores establecidos al 5% de la tensión asignada y al producto de la tensión asignada por el factor de tensión asignado (1,2; 1,5 o 1,9).

Transformador de tensión combinados:

Son transformadores que son utilizados para alimentar tanto equipos de medida como de protección. Para este caso se construye con dos arrollamientos secundarios, uno para medida y otro para protección, compartiendo el mismo núcleo magnético.

2.1.9.3. Tipos de transformador de tensión según su construcción

Existen transformadores de potencial de tipo inductivo y capacitivo.

Transformador de tensión inductivo:

Construidos para conexión Fase - Tierra (un polo aislado) o para conexión Fase - Fase (doble polo aislado), estos últimos utilizados primordialmente en media tensión. Consisten en un arrollamiento primario y un arrollamiento secundario dispuestos sobre un núcleo magnético común. Este tipo de transformadores son predominantes para tensiones comprendidas entre los 600V y 72.5 kV.

Transformado de tensión capacitivo:

Están formados por un divisor capacitivo que consta de dos condensadores conectados en serie para obtener un borne de tensión intermedia y un elemento electromagnético; diseñado para sistemas de alta tensión, ya que presentan una alta estabilidad de presión en caso de fallo interno, lo que garantiza la seguridad del sistema.

2.1.9.4. Características técnicas

Las características técnicas de los transformadores de tensión son:

- Tensión primaria asignada.
- Tensión secundaria asignada.

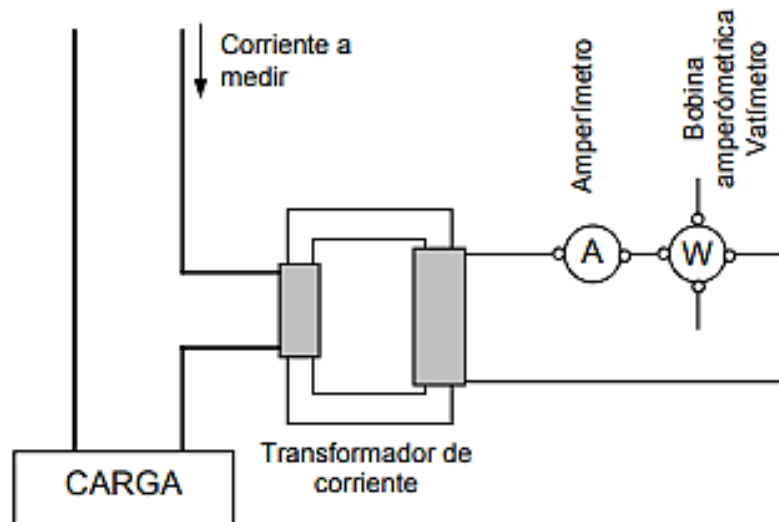
- Potencia de precisión.
- Factor de tensión asignado.
- Requerimientos de aislamiento.
- Frecuencia asignada.
- Clase de precisión.
- Cantidad de devanados secundarios.
- Relación de transformación asignada.
- Conexión de los devanados secundarios.
- Límites del error de tensión y de desplazamiento.
- Capacitancia mínima (Divisores capacitivos).
- Variación de la frecuencia asignada (Divisores capacitivos).
- Tipo de instalación (interior o exterior).

2.1.10. Transformadores de Corriente o Intensidad

2.1.10.1. Definición

(Alvares Julio, 2012), “**Electrotecnia**”, indica que los transformadores de corriente son utilizados ante la necesidad de medir corrientes elevadas o en circuitos de alta tensión. Para estos equipos el bobinado primario se conecta en serie con el circuito de carga y en el secundario del transformador se conectan instrumentos correspondientes (amperímetro, vatímetro, medidor de energía, etc.,) conectados en serie según se muestra en la figura 2.7.

Figura 2.7: Esquema de medición con transformador de intensidad



Fuente: Alvarez Julio, 2012, Electrotecnia.

Debido que los instrumentos amperométricos, presentan una impedancia muy pequeña, el secundario de este transformador prácticamente está en cortocircuito. La corriente que pasa por el primario depende exclusivamente de la corriente del circuito en el cual está instalado. En un transformador ideal las fuerzas magnetomotrices del primario y del secundario son iguales y se compensan siendo:

$$N1 \times I1 = N2 \times I2$$

La relación de transformación teórica es:

$$a = \frac{N2}{N1} = \frac{I1}{I2}$$

En este tipo de transformador el número de espiras del secundario es mayor que las del primario (De acuerdo con la corriente a medir).

(Chapman Stephen, 2012), "**Maquinas Eléctricas**", indica que los valores nominales de los transformadores de corriente se dan como relaciones de la corriente primaria con la secundaria. Las relaciones típicas de un transformador de corriente son de

600:5, 800:5 o 1 000:5. Una corriente de 5 A es la estándar en el secundario de un transformador de corriente.

Así mismo recalca la importancia de mantener en cortocircuito al transformador de corriente en todo momento, debido a la posibilidad de aparecer voltajes extremadamente altos a través de los terminales de sus secundarios abiertos. De hecho, la mayoría de los relés y otros aparatos que utilizan la corriente de un transformador de corriente tienen un enclavamiento en cortocircuito que se debe cerrar antes de remover el relé para su inspección o ajuste. Sin este enclavamiento, aparecerán altos voltajes muy peligrosos en los terminales secundarios en el momento en que se retire el relé de su conexión.

En la figura 2.8 se muestra un ejemplo de un transformador de tensión.

Figura 2.8: Transformador de corriente



Fuente: Elaboración propia.

La corriente nominal primaria es el valor de corriente para el cual está diseñado el transformador de corriente, para el lado de alta o primario los valores según las normas se consignan en la tabla 2.3.

Tabla 2.3: Corriente nominal primaria para transformador de corriente

NORMA	Corriente nominal [A]
IEC	10 - 12.5 - 15 - 20 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 y los múltiplos decimales
ANSI	10 - 15 - 25 - 40 - 50 - 75 - 100 - 200 - 300 - 400 - 800 - 1200 - 1600 - 2000 - 3000 - 4000 - 5000 - 6000 - 8000 - 12000

Fuente: Elaboración propia.

La corriente nominal secundaria es el valor de diseño del transformado de corriente en el lado de baja o secundario, los valores según norma se indican en la tabla 2.4.

Tabla 2.4: Corriente Nominal secundaria.

NORMA	Corriente nominal [A]
IEC	1 - 2 - 5
ANSI	5

Fuente: Elaboración propia.

2.1.10.2. Tipos de transformadores de corriente según su forma constructiva.

Transformador de corriente tipo devanado primario:

Consta de devanado primario y secundario totalmente aislado y montado permanentemente sobre el circuito magnético.

2.1.10.3. Tipos de transformadores de corriente según su construcción eléctrica.

Transformador de corriente de varios núcleos:

Consta de varios devanados secundarios independientes y montados sobre un núcleo propio, forma un conjunto con un devanado primario único que enlaza los núcleos secundarios con sus espiras.

Transformador de corriente de relación múltiple:

Equipo cuya relación de transformación se varia por medio de taps en las vueltas del devanado secundario, su desventaja es la disminución de la capacidad en las relaciones bajas.

2.1.10.4. Tipos de transformadores de corriente según su aplicación

Transformador de corriente de medida:

Son los transformadores de corriente utilizados para alimentar los instrumentos de medida, por este motivo precisa reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente, su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10% hasta un exceso de corriente del orden del 20% sobre el valor nominal.

Están concebidos para alimentar equipos de medición, por lo tanto, una de sus características fundamentales es ser exactos en las condiciones nominales de servicio.

- Clase de precisión: El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su clase o precisión, la cual indica el porcentaje de error máximo que se comete en la medida, se designa por un número (índice de clase) igual al límite superior del error de intensidad o de tensión admisible, para la corriente primaria asignada y la carga de precisión.
- Límite de error: Es la desviación entre el valor dado por el transformador y el valor verdadero que debería entregar. Este error se da por diferencias tanto en magnitud como en ángulo entre la relación de transformación real y la nominal.
- Carga nominal o Burden de los transformadores de corriente de medida: Corresponde a la máxima carga que se le logra conectar en forma permanente, sin exceder los valores máximos de error de razón (relación de transformación) y ángulos indicados por el fabricante.

Transformador de corriente de protección:

Son los transformadores de corriente utilizados para alimentar los relés de protección, por este motivo su función es la de proteger el circuito, es necesario conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal, cuando se trata de grandes redes con altas corrientes es necesario requerir hasta 30 veces la corriente nominal.

- Clase de precisión: La clase de precisión de un transformador de corriente para protección se designa por un número (índice de clase) y la letra “P” (inicial de protección). El índice de clase indica el límite superior del error compuesto para el valor de corriente límite de precisión asignada y la carga de precisión.
- Límite de error: Para determinar el error de corriente y el desfase, la carga debe ser inductiva e igual a la carga de precisión con un factor de potencia igual a 0,8 excepto cuando sea inferior a 5VA; en cuyo caso logra ser resistiva.
- Carga nominal o Burden de los transformadores de corriente de protección: Para los núcleos de medición es la capacidad del transformador para alimentar una carga secundaria, sin que entre en saturación.

2.1.10.5. Características técnicas

Las características técnicas de los transformadores de corriente son:

- Corriente primaria asignada.
- Corriente secundaria asignada.
- Corrientes de cortocircuito asignadas.
- Corriente de corto circuito térmica asignada.
- Potencia de precisión.
- Límites de calentamiento.
- Tensión máxima del equipo y niveles de aislamiento.
- Frecuencia asignada.
- Clase de precisión.

- Número de devanados secundarios.
- Tipo de instalación (Interior exterior).

2.1.11. Año de Fabricación del Transformador de Medida

Se indica el año de fabricación en la presente investigación, porque permite conocer la antigüedad del equipo desde su fabricación.

2.1.12. Año de Montaje del Transformador de Medida

Con el año de montaje se procede a calcular el tiempo de operación que tiene el equipo desde su puesta en servicio que difiere en la mayoría de las situaciones del año de fabricación contados hasta el periodo de evaluación.

2.1.13. Afectación de los Transformadores de Medida

(IEEE Power and Energy Society, 2019), “**IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality – IEEE Std 1159TM -2019**”, en su estándar con alcance en el monitoreo de la calidad de energía resaltan la necesidad del monitoreo mencionando la razón principal la parte económica, debido a que los fenómenos electromagnéticos tendrían efectos negativos sobre los equipos y su operación normal, ocasionando daños, interrupciones del proceso y demás. Con los monitores de voltajes y corrientes permiten a los usuarios o encargados diagnosticar problemas de rendimiento del equipo, relacionados con la corriente y tensión como disparos de disyuntores, sobrecalentamiento de motores, conductores y transformadores.

Estos daños e interrupciones llegan a ser costosas debido a las paralizaciones, daños sufridos en los equipos y reparaciones que se tengan que realizar desde un simple mantenimiento hasta el reemplazo total del equipo. Por lo cual se destaca que un correcto monitoreo de parámetros contribuye a la anticipar, predecir interrupciones desarrollando una base de tolerancias y sensibilidad de los equipos a partir de los datos monitoreados, de cuya base de datos de perturbaciones registradas se realizarían mejoras en los sistemas.

2.1.14. Predicción de Falla en Transformadores de Medida

En el capítulo 2.1.1.1 se define mantenimiento predictivo, siendo el mantenimiento que busca identificar, anticipar y evitar la ocurrencia de fallas en los transformadores de medida y el sistema de transmisión, utilizando datos históricos, monitoreo en tiempo real, y análisis de tendencias. Este enfoque permite identificar las señales precursoras de una posible falla, permitiendo la planificación y ejecución de acciones preventivas antes de que se produzca una avería catastrófica que ponga en riesgo el sistema y ocasione daños mayores a los activos y a la persona.

Dentro de los objetivos se encuentra minimizar el tiempo de indisponibilidad, reducir costos de mantenimientos, maximizar la vida útil de los activos, mejorar la confiabilidad de los equipos y del sistema.

Los datos de monitoreo en tiempo real para el caso de los transformadores de medida que se utilizan como indicadores de predicción de fallas son los desbalances de tensión y corriente que se estarán indicando el siguiente párrafo.

2.1.15. Desbalances de Parámetros Eléctricos

(Palacios P. Jairo A. y Quispe O. Enrique C., 2006), “**Análisis de las Definiciones de Desequilibrio de Tensión y su Influencia con los Efectos en la Operación de Motores Trifásicos de Inducción**”, define que un sistema trifásico de tensiones esta desbalanceado si se cumple una o ambas de las siguientes condiciones:

- Las magnitudes de tensiones de fase o de línea son diferentes.
- Los ángulos de los fasores de las tensiones son diferentes de las condiciones balanceadas.

Dentro de los desbalances de tensión se tiene 3 definiciones de cálculo de 3 diferentes comunidades académicas que son: *NEMA*, *IEEE* e *IC*.

2.1.15.1. Desbalances según norma NEMA

(National Equipment Manufacturer's Association - NEMA, 1993), "**Motors and Generators**", define el desbalance de tensión como "Line Voltage Unbalance Rate (LVUR), el cual es la máxima desviación de voltaje de línea con respecto al voltaje de línea promedio, el cálculo es dado por la siguiente ecuación:

$$LVUR = \frac{\text{Desviación max del promedio de } (V_{ab}, V_{bc}, V_{ca})}{\text{Promedio de } (V_{ab}, V_{bc}, V_{ca})}$$

Donde:

- Promedio de $(V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}) = \frac{(V_{ab} + V_{bc} + V_{ca})}{3}$
- V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} : son las tensiones de línea del sistema eléctrico.

Normalmente el desbalance de las tensiones se da en porcentaje (%).

Por la Norma NEMA se asume que la tensión promedio es igual a la tensión nominal y para el cálculo solo se trabaja con magnitudes, debido a que los ángulos e la tensión no son incluidos en la ecuación.

2.1.15.2. Desbalances según norma IEEE

(Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE Std 1159, 1995), "**Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**", define el desbalance como "Phase Voltage Unbalance Rate (PVUR)" está dada según la siguiente ecuación:

$$PVUR = \frac{\text{Desviación max del promedio de } (V_a, V_b, V_c)}{\text{Promedio de } (V_a, V_b, V_c)}$$

Donde:

- Promedio de $(V_a, V_b, V_c) = \frac{(V_a + V_b + V_c)}{3}$
- V_a, V_b, V_c : son las tensiones fase – neutro del sistema eléctrico.

Normalmente el desbalance de las tensiones se da en porcentaje (%).

Al igual que la norma NEMA no se considera el ángulo de la tensión, solo las magnitudes y la diferencia con el cálculo bajo la norma NEMA es que la IEEE aplica la tensión fase – neutro.

2.1.15.3. Desbalances según IEC

(Comisión Electrotécnica Internacional – IEC 60034-26, 1995), “**Effects on Unbalanced Voltages on the Performance of Induction Motors**”, define el desbalance de tensión como “Voltage Unbalance Factor (VUF)” y se calcula con la siguiente ecuación:

$$VUF = \frac{V_2}{V_1}$$

Donde V_2 es la amplitud de la componente de tensión de secuencia negativa \bar{V}_2 y V_1 es la amplitud de la componente de tensión de secuencia positiva \bar{V}_1 .

Definiendo para un conjunto desbalanceado de tensiones de línea V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} , la componente de tensión de secuencia positiva V_1 y la componente de tensión de secuencia negativa V_2 están dados por los siguientes fasores:

$$\bar{V}_1 = \frac{V_{ab} + a \times V_{bc} + a^2 \times V_{ca}}{3}$$

$$\bar{V}_2 = \frac{V_{ab} + a^2 \times V_{bc} + a \times V_{ca}}{3}$$

Donde $a = -0.5 + j0.866$ y $a^2 = -0.5 - j0.866$

De la misma manera que lo indicado en las normas anteriores el desbalance de tensiones se indica en porcentaje (%).

2.1.16. Monitoreo de Parámetros

(IEEE Power and Energy Society, 2019), “**IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality – IEEE Std 1159TM -2019**”, define dentro de los

objetivos del monitoreo el diagnosticar incompatibilidades entre la fuente de energía eléctrica y la carga, así también es de utilidad para predecir el desempeño futuro de los equipos de carga o de los dispositivos de mitigación de la calidad de energía. También indica que el monitoreo evaluativo o predictivo debería de recopilar varios parámetros de voltaje y corriente, los cuales son conocidos como medidas principales o primarias, para ello se requiere los transformadores de tensión y de corriente.

2.2. Marco Conceptual

2.2.1. Medidor

Equipo utilizado para calcular los parámetros eléctricos en las subestaciones eléctricas, están ubicados en los gabinetes de la celda a la que pertenece y son también conocidos como medidor de energía o contador de energía.

2.2.2. Tensión

Para el trabajo de investigación se refiere tensión eléctrica cuya unidad de medida es Voltio (V).

2.2.3. Corriente

Para el trabajo de investigación se refiere a la corriente eléctrica cuya unidad de medida es Amperio (A).

2.2.4. Desbalance

Es la diferencia porcentual entre las medidas eléctricas como tensión y corriente respecto al valor promedio.

2.2.5. Disponibilidad

Aptitud de un elemento para estar en situación de realizar una función requerida en condiciones dadas en un instante dado o durante un intervalo de tiempo dado, suponiendo que se proporcionan los medios exteriores necesarios.

2.2.6. Desconexión

Indisponibilidad de un sistema y/o componente eléctrico, no previsto, debido a fallas o razones de operación.

2.2.7. Indisponibilidad

Estado de una línea de transmisión, celda o equipo de subestación eléctrica cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directa o indirectamente asociado a él.

2.2.8. Interrupción

Falta de suministro del servicio público de electricidad como consecuencia de una desconexión forzada (falla) o una maniobra por mantenimiento o emergencia de una instalación eléctrica.

2.2.9. Evento

Suceso, programado o imprevisto, ocurrido en el SEIN que ha provocado transgresiones a la calidad del producto y/o suministro conforme a la NTCSE.

2.2.10. Cortocircuito

Es una descarga establecida entre los dos terminales de un circuito eléctrico, provocando un fallo en la resistencia del conjunto y, por ende, un aumento en la intensidad de la corriente que lo alimenta.

CAPITULO III

Desarrollo del Trabajo de Investigación

El presente trabajo de investigación considera 03 etapas para el desarrollo de este, estas etapas son: la recopilación de datos, procesamiento de los datos recopilados y análisis de datos para la interpretación de los resultados.

3.1. Recopilación de Datos

Para la recolección de datos de los transformadores de tensión, corriente así como sus últimos mantenimientos preventivos, correctivos y posterior información de parámetros eléctricos desde los medidores correspondiente a los equipos seleccionados, se utilizó la información de la empresa de transmisión eléctrica Red de Energía del Perú S.A..

3.1.1. Datos de Transformadores de Tensión y Corriente

En el Anexo B se muestran los datos recolectados de los transformadores de tensión y corrientes de nivel de tensión de 220 kV pertenecientes a las subestaciones Chimbote 1 y Trujillo Norte propiedad de REP tanto en servicio como a los equipos dados de baja entre los años 2022 a 2023, con la información que se indica a continuación:

- Nombre de la subestación eléctrica de transmisión.
- Código alfanumérico de la celda dentro del SEIN.
- Código del equipo dentro del SEIN.
- Fase del equipo.
- Tipo de equipo de medición.
- N° de código SAP del equipo.
- Estado actual del equipo (montado o desmontado).
- Nombre del fabricante del equipo.
- Año de fabricación del equipo.
- Año de instalación.

3.1.2. Datos de Mantenimientos Preventivos Realizados

En el Anexo C se muestran los datos recolectados de los últimos mantenimientos preventivos realizados entre los años 2010 y 2023 respecto a los equipos de medición tanto transformadores de tensión y corriente, los datos listados son los que se indican a continuación:

- N° de Aviso para identificar en SAP.
- Nombre de la subestación eléctrica de transmisión.
- Código alfanumérico de la celda dentro del SEIN.
- Código del equipo dentro del SEIN.
- Tipo de equipo de medición.
- Descripción de la actividad de mantenimiento preventiva.
- Fecha de mantenimiento.

3.1.3. Datos de Mantenimientos Correctivos Realizados

En el Anexo D se muestran los datos recolectados de los últimos mantenimientos correctivos realizados entre los años 2010 y 2023 respecto a los equipos de medición tanto transformadores de tensión y corriente, los datos listados son los que se indican a continuación:

- N° de Aviso para identificar en SAP.
- Nombre de la subestación eléctrica de transmisión.
- Código alfanumérico de la celda dentro del SEIN.
- Código del equipo dentro del SEIN.
- Tipo de equipo de medición.
- Fase del equipo.
- Descripción de la actividad de mantenimiento correctivo.
- Fecha de mantenimiento correctivo realizado

3.1.4. Relación de Mantenimientos Preventivos y Alcance

En la tabla 3.1 se muestra las actividades de mantenimiento preventivo que se realizan a los diferentes equipos tanto transformador de corriente como de tensión ubicados en las subestaciones Chimbote 1 y Trujillo Norte, así también se indica frecuencia con la que se realiza la actividad y cuáles son las tareas por realizar durante la ejecución del mantenimiento.

Tabla 3.1: Actividades a ejecutar en el mantenimiento preventivo de los transformadores de medida

Descripción de equipo	Frecuencia	Tipo de equipo	Tareas para realizar
Transformador de corriente	12A	TC aislado en aceite con tap AT	<ul style="list-style-type: none"> Realizar limpieza e inspección de diafragma Realizar prueba de resistencia de aislamiento de secundarios con respecto a tierra Realizar inspección en los cajetines Revisar estado general de los GAP de aire Realizar prueba de factor de potencia y capacitancia de aislamientos con barrido de frecuencia (En zonas de alta contaminación que afecte la medición, Realizar limpieza antes de la prueba)
			Realizar limpieza de conexión de cable de puesta a tierra
			Realizar prueba de resistencia de aislamiento de secundarios con respecto a tierra
			Realizar inspección en los cajetines
			Revisar estado general de los GAP de aire
	12A	TC aislado en GAS AT	Realizar limpieza de conexión de cable de puesta a tierra
			Realizar prueba de resistencia de aislamiento de secundarios con respecto a tierra
			Realizar inspección en los cajetines
	12A	TC aislado en aceite sin tap AT	Realizar prueba de resistencia de aislamiento de secundarios con respecto a tierra
			Realizar inspección en los cajetines
			Revisar estado general de los GAP de aire
			Realizar prueba de factor de potencia y capacitancia de aislamientos con barrido de frecuencia. (En zonas de alta contaminación que afecte la medición, realizar limpieza antes de la prueba)
			Realizar limpieza de conexión de cable de puesta a tierra
	1A	Termografía en Subestaciones	Inspección termográfica a las conexiones de alta del equipo
Transformador de tensión	1A	Termografía en Subestaciones	inspección termográfica a las conexiones de alta del equipo

Descripción de equipo	Frecuencia	Tipo de equipo	Tareas para realizar
	12A	TT capacitivo en aceite sin acceso a C2 AT	<ul style="list-style-type: none"> Realizar prueba de resistencia de aislamiento de secundarios con respecto a tierra
			<ul style="list-style-type: none"> Realizar inspección en los cajetines
			<ul style="list-style-type: none"> Realizar prueba de factor de potencia y capacitancia de aislamiento para CTotal y cuerpos. (En zonas de alta contaminación que afecte la medición, realizar limpieza antes de la prueba)
			<ul style="list-style-type: none"> Verificar operatividad de los MCB en cajetín secundario y en el MK
			<ul style="list-style-type: none"> Verificar señalización de los MCB en cajetín secundario y en el MK
			<ul style="list-style-type: none"> Realizar limpieza de conexión de cable de puesta a tierra
	12A	TT capacitivo en aceite con acceso a C2 AT	<ul style="list-style-type: none"> Realizar prueba de resistencia de aislamiento de secundarios con respecto a tierra
			<ul style="list-style-type: none"> Realizar inspección en los cajetines
			<ul style="list-style-type: none"> Realizar prueba de factor de potencia y capacitancia de aislamiento para C1 y C2. (En zonas de alta contaminación que afecte la medición, realizar limpieza antes de la prueba)
			<ul style="list-style-type: none"> Verificar operatividad de los MCB en cajetín secundario y en el MK
			<ul style="list-style-type: none"> Verificar señalización de los MCB en cajetín secundario y en el MK
			<ul style="list-style-type: none"> Realizar limpieza de conexión de cable de puesta a tierra
	12A	TT inductivo en aceite AT	<ul style="list-style-type: none"> Realizar inspección en los cajetines
			<ul style="list-style-type: none"> Verificar operatividad de los MCB en cajetín secundario y en el MK
			<ul style="list-style-type: none"> Verificar señalización de los MCB en cajetín secundario y en el MK
			<ul style="list-style-type: none"> Realizar limpieza de conexión de cable de puesta a tierra

Fuente: Elaboración propia.

3.2. Procesamiento de Datos

De la data recolectada, se procederá a mostrar diversas distribuciones respecto a los transformadores de tensión y corriente, según su subestación donde se encuentra, cantidad de celdas, fabricante, año de antigüedad, por tipo de mantenimiento y finalmente detectar los eventos identificados como fallas ocultas.

3.2.1. Distribución de Equipos por Subestación

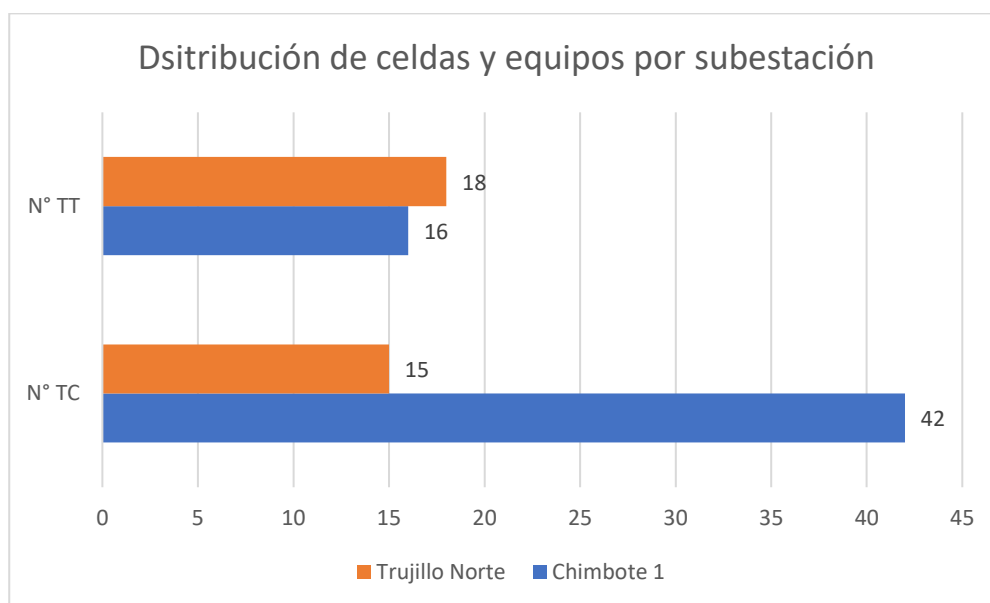
De los equipos en revisión se identifican 91 equipos de medición que se muestran en la tabla 3.2. y en la figura 3.1., donde se indica que 57 equipos corresponden a transformadores de corriente y 34 a transformadores de tensión.

Tabla 3.2: Distribución de celdas y equipos por subestación

Subestación	N° TC	N° TT	Total general
Chimbote 1	42	16	58
Trujillo Norte	15	18	33
Total general	57	34	91

Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.1: Distribución de celdas y equipos por subestación



Fuente: Elaboración propia.

3.2.2. Distribución de Equipos por Celdas

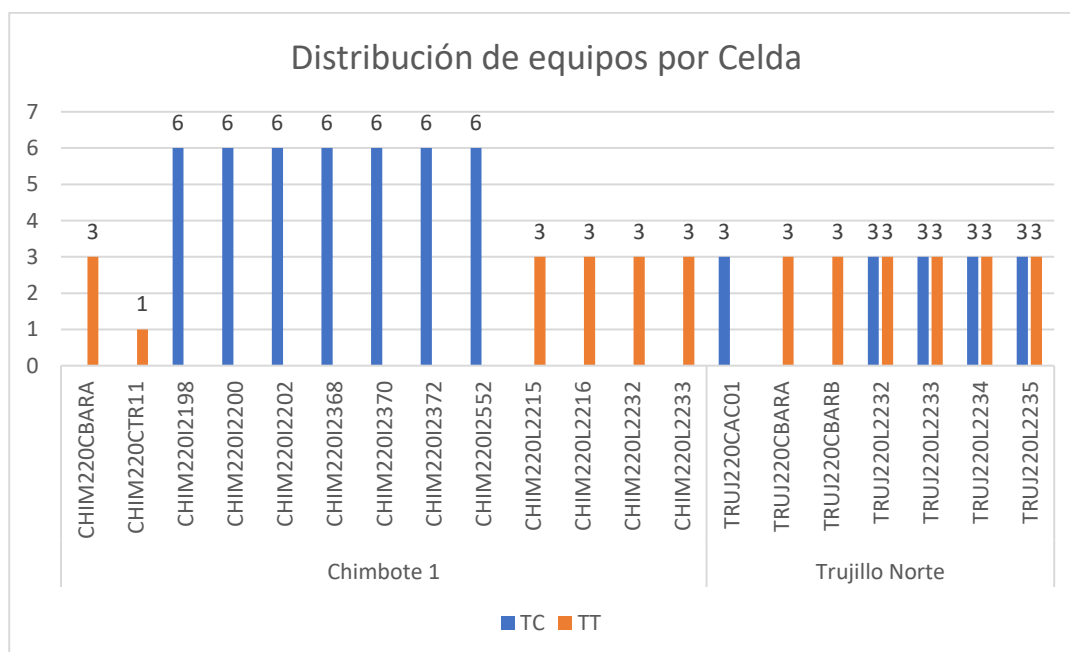
En la distribución de equipos por celdas se identifican 13 celdas de 220 kV en Chimbote 1 y 7 celdas para Trujillo Norte que son propiedad de REP, en la tabla 3.3. y figura 3.2. se identifica la cantidad de equipos tanto TC y TT por cada celda correspondiente.

Tabla 3.3: Distribución de equipos por Celda

Subestación	Código Celda	TC	TT	Total general
Chimbote 1	CHIM220CBARA		3	3
	CHIM220CTR11		1	1
	CHIM220I2198	6		6
	CHIM220I2200	6		6
	CHIM220I2202	6		6
	CHIM220I2368	6		6
	CHIM220I2370	6		6
	CHIM220I2372	6		6
	CHIM220I2552	6		6
	CHIM220L2215		3	3
	CHIM220L2216		3	3
	CHIM220L2232		3	3
	CHIM220L2233		3	3
Trujillo Norte	TRUJ220CAC01	3		3
	TRUJ220CBARA		3	3
	TRUJ220CBARB		3	3
	TRUJ220L2232	3	3	6
	TRUJ220L2233	3	3	6
	TRUJ220L2234	3	3	6
	TRUJ220L2235	3	3	6
Total general		57	34	91

Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.2: Distribución de equipos por Celda



Fuente: Elaboración propia.

3.2.3. Distribución de Equipos por Fabricante

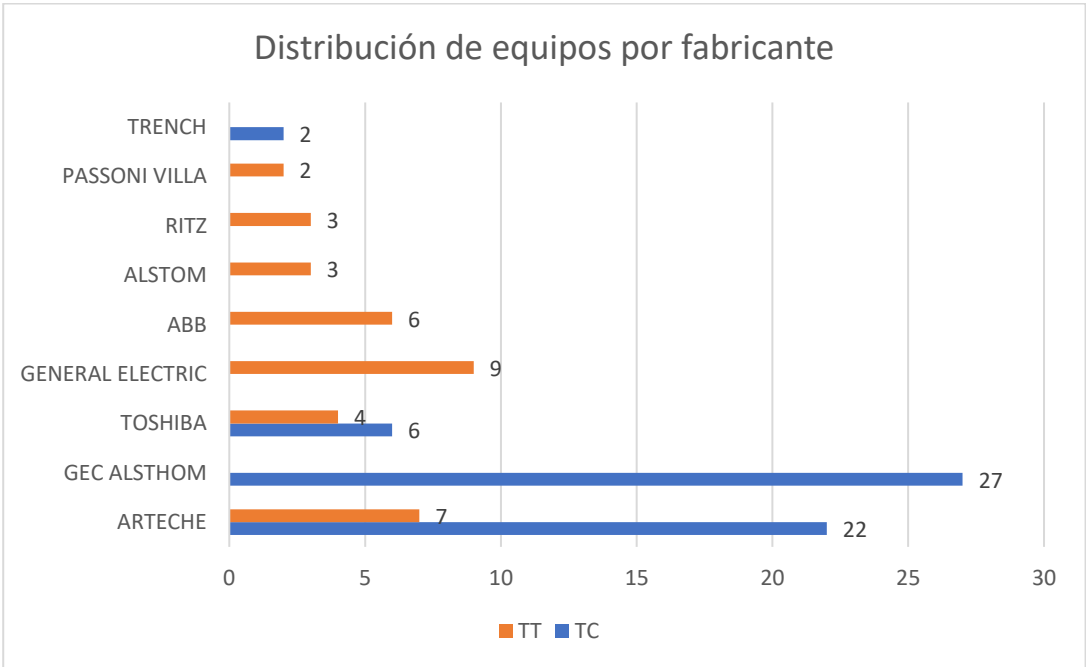
En la distribución de equipos por fabricante de los 91 equipos en análisis 29 son de marca ARTECHE y 27 GEC ALSTHOM esto se observa en la tabla 3.4. y figura 3.3.

Tabla 3.4: Distribución de equipos por fabricante

Fabricante	TC	TT	Total general
ARTECHE	22	7	29
GEC ALSTHOM	27		27
TOSHIBA	6	4	10
GENERAL ELECTRIC		9	9
ABB		6	6
ALSTOM		3	3
RITZ		3	3
PASSONI VILLA		2	2
TRENCH	2		2
Total general	57	34	91

Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.3: Distribución de equipos por fabricante



Fuente: Elaboración propia.

3.2.4. Distribución de Actividades de Mantenimiento Preventivo por Año

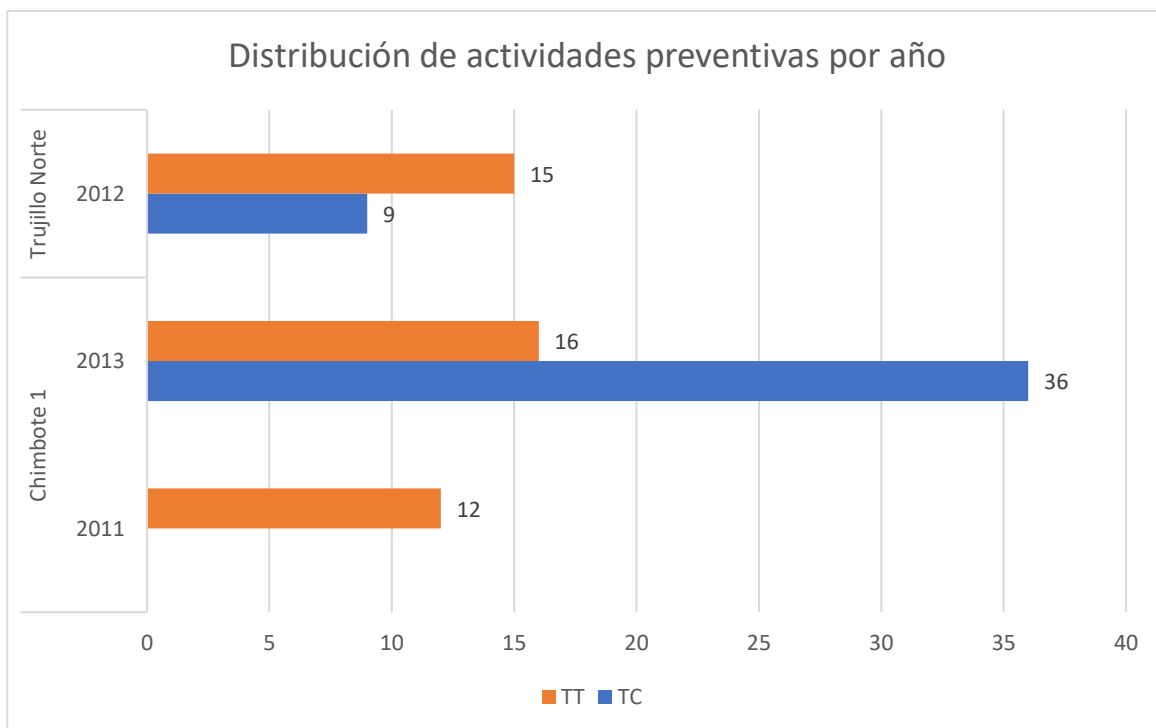
De la muestra analizada de los 91 equipos en la tabla 3.5. y figura 3.4. se observa que las actividades de mantenimiento preventivo a los equipos TC y TT se han ejecutado entre los años 2011 a 2013, de dicho año en adelante no se ha ejecutado actividades preventivas dado que la estrategia indica una frecuencia de 12 años y otras por reemplazo del equipo por antigüedad, al reemplazar el equipo, el nuevo equipo entra con pruebas de puesta en servicio y espera a su mantenimiento según la estrategia.

Tabla 3.5: Distribución de actividades preventivas por año

Subestación	Año de mantenimiento	TC	TT	Total general
Chimbote 1	2011		12	12
	2013	36	16	52
Trujillo Norte	2012	9	15	24
Total general		45	43	88

Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.4: Distribución de actividades preventivas por año



Fuente: Elaboración propia.

Las actividades de mantenimiento preventivo que tienen una frecuencia de ejecución cada 12 años son ejecutadas con el equipo fuera de servicio esto debido a las pruebas eléctricas a realizar, desconexiones y conexiones, limpieza que son necesarias durante la actividad.

La actividad de inspección termográfica se programa de forma anual, la actividad se realiza a las conexiones de alta de los equipos y se realiza con el equipo en servicio para detectar si esta presenta un delta de temperatura que este por fuera de los rangos que se indiquen en el procedimiento de la actividad.

3.2.5. Distribución de Actividades de Mantenimiento Correctivo por Año

En la tabla 3.6. y la figura 3.5. se muestra la distribución de cantidades actividades de mantenimiento correctivo realizados a los equipos TC y TT por año y por cada subestación correspondiente.

De la información se concluye que la mayor cantidad de actividades correctivas se presenta en los transformadores de corriente.

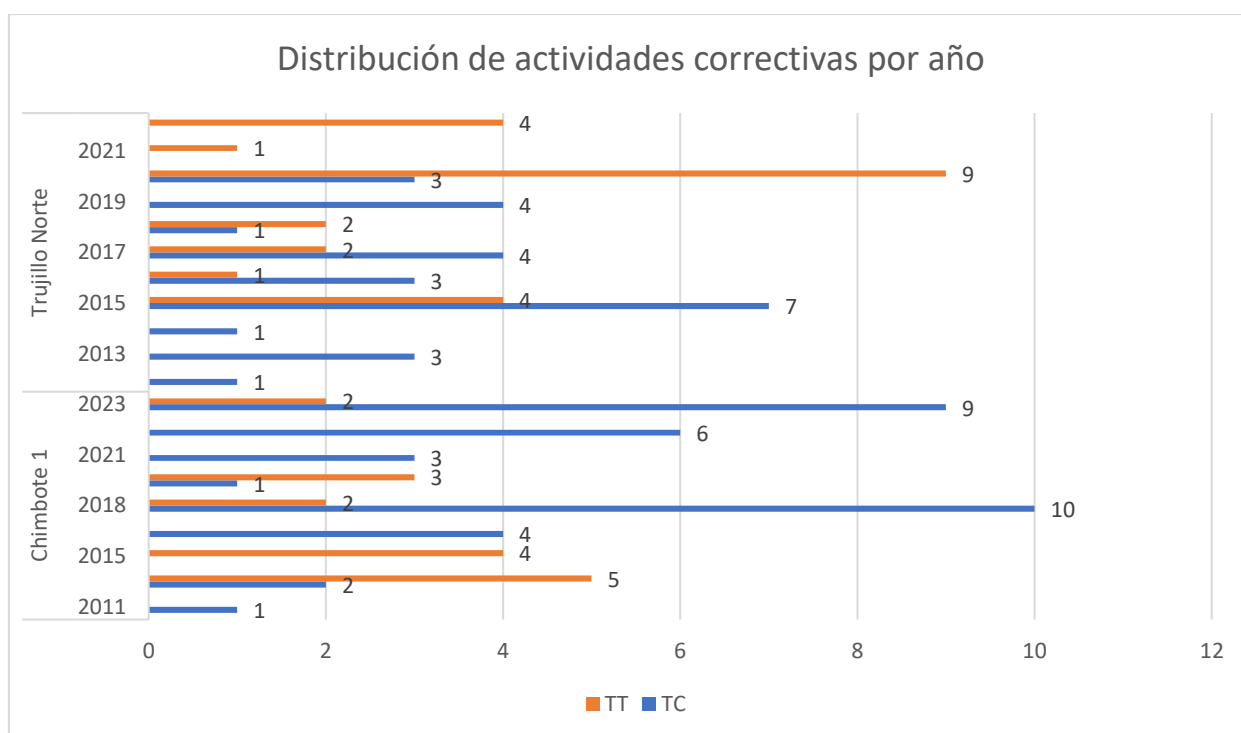
Tabla 3.6: Distribución de actividades correctivas por año

Subestación	Año de mantenimiento	TC	TT	Total general
Chimbote 1	2011	1		1
	2013	2	5	7
	2015		4	4
	2017	4		4
	2018	10	2	12
	2020	1	3	4
	2021	3		3
	2022	6		6
	2023	9	2	11
Trujillo Norte	2012	1		1
	2013	3		3
	2014	1		1
	2015	7	4	11
	2016	3	1	4
	2017	4	2	6
	2018	1	2	3
	2019	4		4
	2020	3	9	12
	2021		1	1
	2022		4	4
Total general		63	39	102

Fuente: Elaboración propia.

Las actividades correspondientes al mantenimiento correctivo se ejecutan con el equipo en servicio o fuera de servicio, esto va a depender de falla o anomalía que se detecte y el análisis de las condiciones necesarias para ejecutar el correctivo de los equipos TC o TT según corresponda.

Figura 3.5: Distribución de actividades correctivas por año



Fuente: Elaboración propia.

3.2.6. Identificación de las Actividades Generadas por Fallas Ocultas

Las actividades de mantenimiento preventivos realizados a los transformadores de tensión y corriente se realizan con el fin de evitar, controlar o reducir los riesgos y fallas de los equipos producto de su operación, las actividades tienen una frecuencia que va de 1 año para ver las conexiones en alta hasta 12 años donde se realiza inspección detallada y prueba a los equipos, donde se compara los datos según placa del equipo y de encontrarse dentro de los límites se declara el equipo disponible y continua en operación hasta su próxima intervención sea preventiva o correctiva.

Las actividades de mantenimiento correctivo que se ejecutan a los equipos se realizan con la finalidad de restablecer los equipos que no se encuentren en funcionamiento o que no se encuentran funcionando en condición óptima para la operación del equipo, las actividades correctivas son identificadas dentro de las inspecciones

rutinarias al patio, actividades de mantenimiento preventivo o falla que ocasione la indisponibilidad del equipo o celda asociada a dicho equipo.

Dentro de las actividades correctivas se identifican actividades que no requieren la indisponibilidad del equipo o celda asociada como son las siguientes: *mantenimiento a la caja de agrupamiento, corregir hermeticidad, resistencia de calefacción*, sin embargo también se encuentran actividades que requieren el equipo y la celda correspondiente fuera de servicio por seguridad y procedimiento para la ejecución de las actividades como son: *corregir punto caliente, corregir resumen de aceite, corregir hermeticidad del cajetín del secundario, reemplazo de equipo por antigüedad o indisponibilidad*, todas estas actividades son programadas según los plazos de atención con el COES en la programación anual, mensual, semanal y diaria para las actividades de emergencia, la programación se da en la fecha y horario que la indisponibilidad de la celda donde pertenezca el equipo tenga la menor afectación posible al sistema como son interrupción de suministro, confiabilidad del sistema, operación dentro de los límites del sistema y con la fecha definida se realiza la programación de recursos de personal y logísticos necesarios para atender la actividad y cumplir con los horarios indicados.

Sin embargo, también se encuentra la posibilidad de ejecutar actividades correctivas no planeadas por falla del transformador de medida (TC o TT), dicha falla se produce de forma espontánea y trae como consecuencia la indisponibilidad de la celda por un tiempo prolongado, posible pago de compensaciones por interrupción de suministro y norma técnica así también afectar la integridad física de las personas.

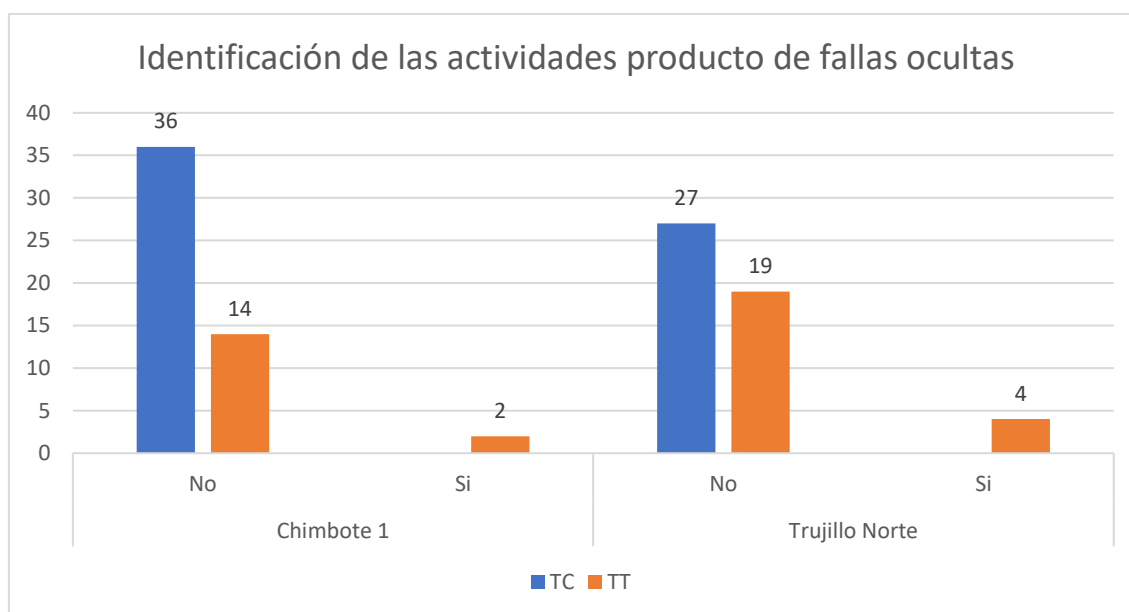
Ante ello de los datos de mantenimientos correctivos realizados en los equipos tanto en las subestaciones Chimbote 1 y Trujillo Norte se ha procedido a clasificar en la tabla 3.7. y figura 3.6. cuales actividades son consecuencias de fallas ocultas, aquellas que no se logaron identificar ni anticipar con las actividades de mantenimiento rutinario y preventivo realizadas.

Tabla 3.7: Identificación de las actividades producto de fallas ocultas

Subestación	Clasificación como falla oculta	TC	TT	Total general
Chimbote 1	No	36	14	50
	Si		2	2
Trujillo Norte	No	27	19	46
	Si		4	4
Total general		63	39	102

Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.6: Identificación de las actividades producto de fallas ocultas



Fuente: Elaboración propia.

De la identificación de las actividades realizadas por fallas ocultas se identificó en Trujillo la explosión de transformador de tensión TT-356 de la fase “R”.

En la figura 3.7. se indica que el día 27 de febrero del 2022 a las 03:43:38 horas ocurrió la desconexión de la línea L2234 por falla.

Figura 3.7: Descripción del evento de falla 27.02.2022

Detalle del Evento

Inicio:	27/02/2022 03:43:38
Final:	27/02/2022 20:20:00
Asunto:	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2234 (GUADALUPE-TRUJILLO NORTE) DE 220 kV POR FALLA
Detalle	Desconectó la línea L-2234 (Guadalupe-Trujillo Norte) de 220 kV por falla monofásica en la fase "R" la cual evolucionó a bifásica entre las fases "R" y "S", debido a la explosión del transformador de tensión TT-356 (fase R) en la S.E. Trujillo Norte, según lo informado por REP, titular de la línea. Los usuarios Cementos Pacasmayo y Sider Perú redujeron su carga en 1.82 MW y 5.89 MW, respectivamente. A las 03:48 h se procedió a recuperar la carga reducida. A las 05:41 h, se declaró indisponible la línea por mantenimiento correctivo. A las 20:20 h se conectó la línea.

Aceptar

Fuente: COES, eventos relevantes 2022.

Así mismo de la figura 5.7. se resalta que la desconexión de la línea por falla ocasiono reducción de carga de 1.82 MW y 5.89 MW para los clientes Cementos Pacasmayo y Sider Perú, la línea entro en servicio el 27.02.2023 a las 20:20:00 horas luego de las actividades correctivas, la línea estuvo indisponible por aproximadamente 16.5 horas por un evento no programado.

En la inspección en sitio se observó que el transformador de tensión TT-356 correspondiente a la fase "R" había explotado, ocasionando ello que actúen las protecciones eléctricas y desconecte la línea L2234 tanto en Trujillo Norte y en el extremo de Guadalupe, en las figuras 3.8. y 3.9. se percibe el estado del transformador de tensión posterior a la explosión.

Figura 3.8: Transformador TT-356, fase "R" después de la explosión.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.9: Estado general de la celda perteneciente al transformador TT-356 posterior a la explosión



Fuente: Elaboración propia.

3.3. Análisis de Datos

Con los datos recolectado y su procesamiento, se ha identificado la falla oculta en la celda correspondiente a la línea de transmisión L2234 que conecta las subestaciones Trujillo Norte y Guadalupe.

Dentro de las actividades de mantenimiento preventivas realizadas al equipo, han sido identificadas la ejecución de pruebas electromecánicas con fecha 29 de abril del 2012, de los resultados de las pruebas no se evidencio alguna anomalía que restrinja su correcto funcionamiento, en las figuras 3.10., 3.11. y 3.12. se observa los resultados de prueba que son comparados con los datos de placa concluyendo que el equipo se encuentra en buen estado.

Figura 3.10: Resultados del mantenimiento preventivo al TT-356 fase "R", parte 1.

Aviso	262887
Ubicación técnica	TRUJ220L2234 - TRANT - 356 R
Denominación	TT-356 Fase R
Equipo	1038780
Denominación	Transformador de Tensión 220 kV

Documentos de medición						
PtoMedida	Posición de medida	Denominación	Val. T			
Val.medido/Val.cont.	Unidad	Diferencia val. cont.	Hora medición	A	E	
<input type="checkbox"/> 1352294	CAPACITANCIA TOTAL	Capacitancia total				
4342,000	pF		29.04.2012 11:00:00			
<input type="checkbox"/> 1352295	CAPACITANCIA TOTAL	Factor de potencia 10kV Ctotal				
0,600	%		29.04.2012 11:00:00			
<input type="checkbox"/> 1352296	CUERPO INFERIOR	Capacitancia cuerpo inferior				
8665,000	pF		29.04.2012 11:00:00			
<input type="checkbox"/> 1352297	CUERPO INFERIOR	Factor de potencia 10kV cuerpo inferior				
0,880	%		29.04.2012 11:00:00			

Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.11: Resultados del mantenimiento preventivo al TT-356 fase "R", parte 2.

Documentos de medición						
PtoMedida	Posición de medida	Denominación	Val. T			
Val.medido/Val.cont.	Unidad	Diferencia val. cont.	Hora medición	A	E	
<input type="checkbox"/> 1352298	CUERPO SUPERIOR	Capacitancia cuerpo superior				
8554,000	pF		29.04.2012 11:00:00			
<input type="checkbox"/> 1352299	CUERPO SUPERIOR	Factor de potencia 10kV cuerpo superior				
0,350	%		29.04.2012 11:00:00			
<input type="checkbox"/> 1352300	NUCLEO 1	Medida resistencia aislamiento núcleo 1				
4700,00	Mohmio		29.04.2012 11:00:00			
<input type="checkbox"/> 1352306	PT TOTAL	Calificación del equipo				
4,00	UNIDAD		29.04.2012 11:00:00			

Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.12: Resultados del mantenimiento preventivo al TT-356 fase "R", parte 3.

Documentos de medición							
	PtoMedida	Posición de medida	Denominación	Val. T			
	Val.medido/Val.cont.	Unidad	Diferencia val. cont.	Hora medición	A	E	
<input type="checkbox"/>	1352307	PT TOTAL	Vida útil	29.04.2012 11:00:00			
		12 Años					
<input type="checkbox"/>	8810548	PT TOTAL	Fuga de aceite	29.04.2012 11:00:00	0004		
	+						
<input type="checkbox"/>	8810549	PT TOTAL	Nivel de aceite	29.04.2012 11:00:00	0001		
	+						
<input type="checkbox"/>	8810550	PT TOTAL	Inspección visual general	29.04.2012 11:00:00	0001		
	+						

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 3.13. se muestra los datos de placa del equipo fallado, el TT-356, fase "R".

Figura 3.13: Placa del transformador TT-356, fase "R".

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO

TIPO CCV15-230 NBI 950 KV No. DE SERIE MD90060

PARA SISTEMAS DE 230 KV 60 HZ PESO 625 Kg.

TENSION PRIMARIA 127017.0 V. ENTRE FASE Y TIERRA.

TENSION MAXIMA DEL SISTEMA 245 KV NORMA IEC 186/35B

NUMERO DE SERIE DE LAS PARTES CAPACITIVAS

CAPACIDAD NOM. 4000 PFD C2 NOM. 43294 PFD

CAPACIDAD REAL PFD C2 REAL PFD

TENSION SECUNDARIA VOLTS RELACION CL. Y POT. DE PREC.

X1 - X2 57.735 2200 : 1 0.5 50 VA

Y1 - Y2 57.735 2200 : 1 3P 50 VA

CAPACIDAD TERMICA MAXIMA 400 VA

ALT. DE OP. 1000 m.s.n.m. DIST. DE FUGA 3.1 cm/KV

CON ACCESORIOS CARRIER PARA 30 A 500 KHZ INCLUIDOS.

TEMPERATURA DE OPERACION -25 °C A 40 °C

ANTES DE INSTALAR VER MANUAL DE OPERACION No. 5U-001

Fuente: Elaboración propia.

Analizando los avisos generados por mantenimiento correctivo se identifica 02 necesidades de atención de la caja de agrupamiento que se encuentra ubicada en la fase “S”, la cual requería mejorar la hermeticidad y pintarla por la corrosión dado que se encuentra expuesta a la intemperie, sin embargo, no se identifica ninguna necesidad de mantenimiento ni anomalía en la fase “R” que es la fase que explotó originando la falla.

El transformador de tensión en análisis es de año de fabricación de 1999 y fue puesto en servicio en el año 2000 por lo que al momento de la falla su tiempo sumaba 22 años en operación y analizando la información de los mantenimientos y avisos del equipo no se tiene un antecedente que haya ayudado a anticipar y prevenir la falla del equipo, para ello se procederá con el análisis de los parámetros eléctricos de tensión del equipo desde principios del año 2022 hasta el momento de la falla.

3.3.1. Parámetros Eléctricos Correspondiente al TT-356

Dentro de los equipos de una celda adicional a los equipos de campo o patio los cuales son los transformadores de medida, pararrayos, interruptores, seccionadores, equipos inductivos entre otros también forman parte de los componentes de la celda los equipos de medición y protección los cuales se encuentran ubicados en los gabinetes, algunos de esos equipos son los relés de protección, controladores de bahía, registrador de fallas y los medidores o contadores de energía.

Los medidores de energía tienen como función el cálculo del consumo de energía eléctrica para fines comerciales o también de registro y control interno, por ello el medidor registra los valores de tensión (V), corriente (A), potencia activa (kW), potencia aparente (kVA), potencia reactiva (Q), entre otros parámetros.

En la figura 3.14. se muestra un medidor de marca ION que es usado para medición en las celdas de las subestaciones de transmisión.

Figura 3.14: Medidor de marca ION usado en transmisión



Fuente: Elaboración propia.

Para el presente análisis se utilizarán los registros de tensión y corriente respectivamente como parámetros eléctricos, los medidores registran en tiempo real las medidas contando con la opción de ver los datos en valores primarios como también secundarios, sin embargo, por temas comerciales estos equipos deben de estar calibrados y guardar registros cada 15 minutos de los parámetros indicados líneas arriba.

La información es gestionada por el software del propio medidor desde una computadora a nivel local, así como también de manera remota por medio de la red.

Para nuestros análisis seguiremos los siguientes pasos:

- Paso 1: Ingreso al software de gestión del medidor ION y selección de la celda a la que corresponde el transformador de tensión TT-356, en la figura 3.15. se observa el proceso de gestión del medidor.

Figura 3.15: Proceso de gestión del medidor



Fuente: Elaboración propia.

- Paso 2: se continua con la extracción de la data de medidas guardadas del medidor correspondiente a la celda del transformador de tensión TT-356 entre las fechas 01 de enero del 2022 hasta el 28 de febrero del 2022. En la tabla 3.8. se observa una muestra de la data extraída del medidor desde las 00:00 hasta las 06:00 del 01 de enero del 2022, los parámetros que se observan son corriente por fase, tensión entre fases y cada registro cada 15 minutos.

Tabla 3.8: Muestra de datos extraídos del medidor

Fecha de registro	TRUJILLO_NORTE CL2234 Corriente A (A)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Corriente B (A)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Corriente C (A)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Voltaje A-B (V)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Voltaje B-C (V)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Voltaje C-A (V)
1/01/2022 00:00:00	76.90	79.97	80.72	228,264.11	228,249.81	227,212.53
1/01/2022 00:15:00	71.59	74.84	75.19	228,047.64	228,109.42	226,997.84
1/01/2022 00:30:00	69.81	73.36	72.71	225,782.72	226,100.77	224,720.61
1/01/2022 00:45:00	66.88	70.50	69.70	226,036.09	226,357.03	224,984.31
1/01/2022 01:00:00	69.80	73.47	72.99	225,954.69	226,289.58	224,917.03
1/01/2022 01:15:00	70.83	74.54	74.11	226,008.61	226,352.27	224,981.16
1/01/2022 01:30:00	70.61	74.36	73.82	225,937.03	226,316.52	224,921.94
1/01/2022 01:45:00	69.87	73.47	72.89	226,022.80	226,451.09	224,965.02
1/01/2022 02:00:00	69.60	73.20	72.61	226,230.97	226,695.72	225,169.00
1/01/2022 02:15:00	68.07	71.68	71.09	226,472.94	226,940.59	225,431.05
1/01/2022 02:30:00	63.66	67.34	66.49	226,833.17	227,295.92	225,779.84
1/01/2022 02:45:00	60.78	64.41	63.27	227,059.97	227,523.28	225,938.33
1/01/2022 03:00:00	58.50	62.17	60.76	227,367.72	227,693.06	226,171.34
1/01/2022 03:15:00	57.54	61.23	59.81	227,616.05	227,916.95	226,458.50
1/01/2022 03:30:00	55.99	59.53	58.15	227,195.95	227,479.86	226,012.83
1/01/2022 03:45:00	52.53	55.94	54.31	227,115.14	227,361.92	225,909.08
1/01/2022 04:00:00	50.61	53.87	52.13	227,336.83	227,607.77	226,193.67
1/01/2022 04:15:00	51.46	54.95	53.41	227,049.42	227,356.66	225,994.80
1/01/2022 04:30:00	44.40	47.68	47.03	225,314.75	225,631.00	224,399.02
1/01/2022 04:45:00	50.24	53.51	53.16	225,198.14	225,514.38	224,252.23
1/01/2022 05:00:00	52.63	56.02	55.82	225,249.83	225,551.61	224,279.00

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2. Cálculo del Desbalance de Tensión (%V)

De la tabla 3.8. se observa que los datos que se extraen de los medidores son los siguientes:

- Fecha del registro.
- Corriente eléctrica por cada fase "A", "B", "C" (A).
- Tensiones entre fases " V_{A-B} ", " V_{B-C} ", " V_{C-A} " (V).

Analizando los datos extraídos de los medidores se concluye que el método para el cálculo del desbalance de tensión es el indicado en la norma NEMA, esto debido a que no contamos con los datos directos de las tensiones de fase – tierra para utilizar el indicado por IEEE así como tampoco se cuenta con los valores de tensión de secuencia negativa y secuencia positiva por lo que tampoco es aplicable la norma IEC.

Para el cálculo de los desbalances de tensión con la norma NEMA se utilizará las siguientes ecuaciones:

$$\%V = \frac{\text{Desviación max del promedio de } (V_{A-B}, V_{B-C}, V_{C-A})}{V_{prom}}$$

$$V_{prom} = \frac{(V_{A-B} + V_{B-C} + V_{C-A})}{3}$$

El cálculo para la muestra indicada en la tabla 3.8. se procederá a calcular en Excel y los resultados se indicarán en la tabla 3.9.

Tabla 3.9: Cálculo de V_{prom} y %V de la muestra indicada en la tabla 3.8.

Fecha de registro	TRUJILLO_NORTE CL2234 Voltaje A-B (V)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Voltaje B-C (V)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Voltaje C-A (V)	V_{prom}	Desbalance de tensión (%V)
1/01/2022 00:00:00	228,264.11	228,249.81	227,212.53	227,908.82	-0.31%
1/01/2022 00:15:00	228,047.64	228,109.42	226,997.84	227,718.30	-0.32%
1/01/2022 00:30:00	225,782.72	226,100.77	224,720.61	225,534.70	-0.36%
1/01/2022 00:45:00	226,036.09	226,357.03	224,984.31	225,792.48	-0.36%
1/01/2022 01:00:00	225,954.69	226,289.58	224,917.03	225,720.43	-0.36%
1/01/2022 01:15:00	226,008.61	226,352.27	224,981.16	225,780.68	-0.35%
1/01/2022 01:30:00	225,937.03	226,316.52	224,921.94	225,725.16	-0.36%
1/01/2022 01:45:00	226,022.80	226,451.09	224,965.02	225,812.97	-0.38%
1/01/2022 02:00:00	226,230.97	226,695.72	225,169.00	226,031.90	-0.38%
1/01/2022 02:15:00	226,472.94	226,940.59	225,431.05	226,281.53	-0.38%
1/01/2022 02:30:00	226,833.17	227,295.92	225,779.84	226,636.31	-0.38%
1/01/2022 02:45:00	227,059.97	227,523.28	225,938.33	226,840.53	-0.40%
1/01/2022 03:00:00	227,367.72	227,693.06	226,171.34	227,077.38	-0.40%
1/01/2022 03:15:00	227,616.05	227,916.95	226,458.50	227,330.50	-0.38%
1/01/2022 03:30:00	227,195.95	227,479.86	226,012.83	226,896.21	-0.39%
1/01/2022 03:45:00	227,115.14	227,361.92	225,909.08	226,795.38	-0.39%
1/01/2022 04:00:00	227,336.83	227,607.77	226,193.67	227,046.09	-0.38%
1/01/2022 04:15:00	227,049.42	227,356.66	225,994.80	226,800.29	-0.36%
1/01/2022 04:30:00	225,314.75	225,631.00	224,399.02	225,114.92	-0.32%
1/01/2022 04:45:00	225,198.14	225,514.38	224,252.23	224,988.25	-0.33%
1/01/2022 05:00:00	225,249.83	225,551.61	224,279.00	225,026.81	-0.33%

Fuente: Elaboración propia.

3.3.3. Análisis del Desbalance de Tensión (%V)

Según lo indicado para el cálculo del desbalance de tensión procederemos a realizar las gráficas en Excel del desbalance de tensión desde el 01 de enero del 2022 hasta el 27 de febrero del 2022 antes de la falla del TT-356 de la fase “R” para luego continuar con el análisis correspondiente a cada gráfica que se realice.

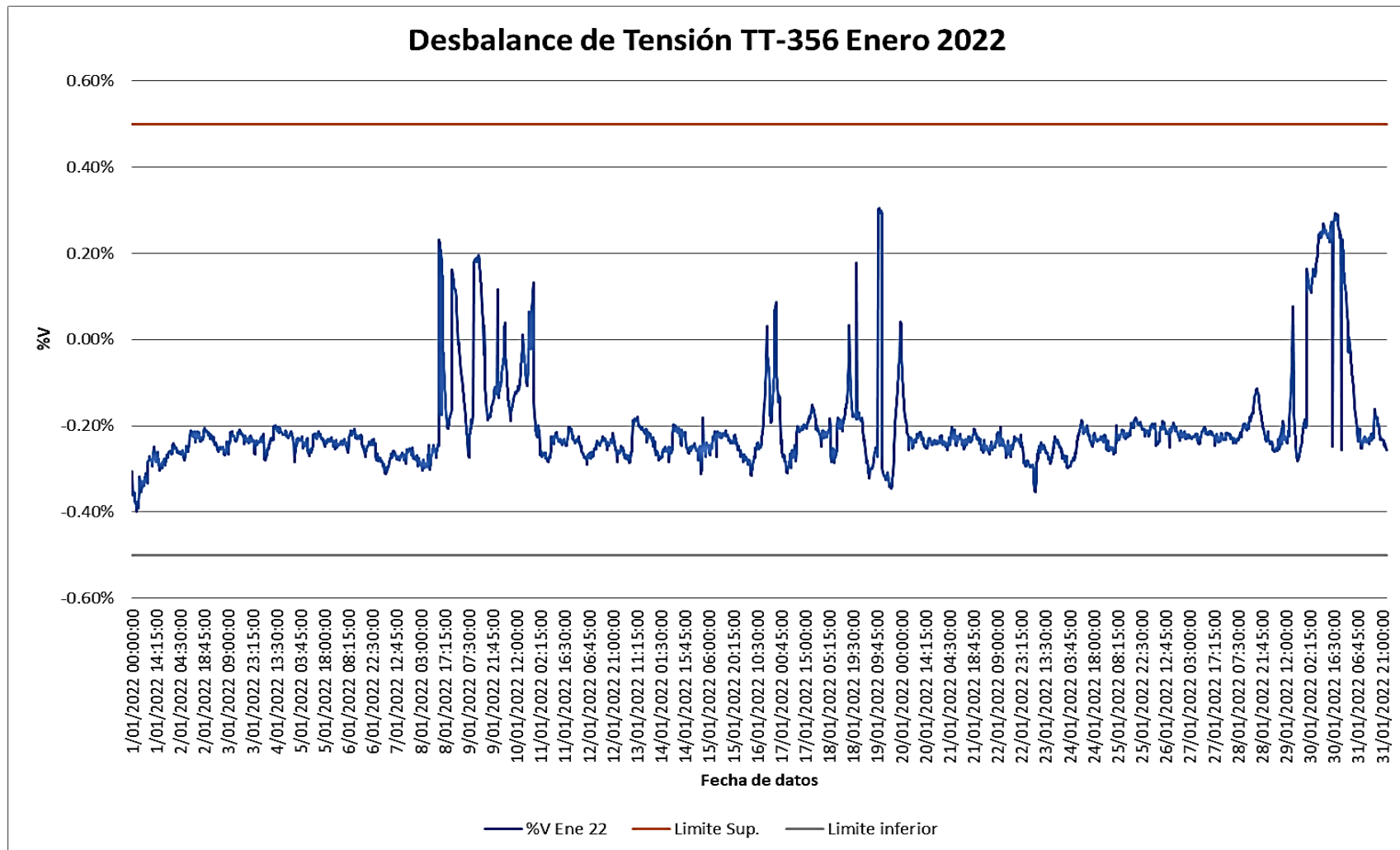
Para una mejor visualización se realizará una gráfica mes por mes dentro del periodo indicado y luego se continuará acortando la ventana de análisis según los análisis que se den de las gráficas anteriores.

De la figura 3.13. correspondiente a la placa del transformador de tensión se deduce que su clase es 0.5 por lo cual el error que debe de tener el equipo es de $\pm 0.5\%$ con dicho valor se procederá a graficar los límites superiores e inferiores que indicará el rango que debe de estar el desbalance de tensión.

En la figura 3.16. se gráfica el desbalance de tensión durante el mes de enero 2022 de la celda L2234 en Trujillo Norte donde pertenece el TT en análisis, de ello se observa que el desbalance se encuentra dentro de los límites accesibles del propio equipo.

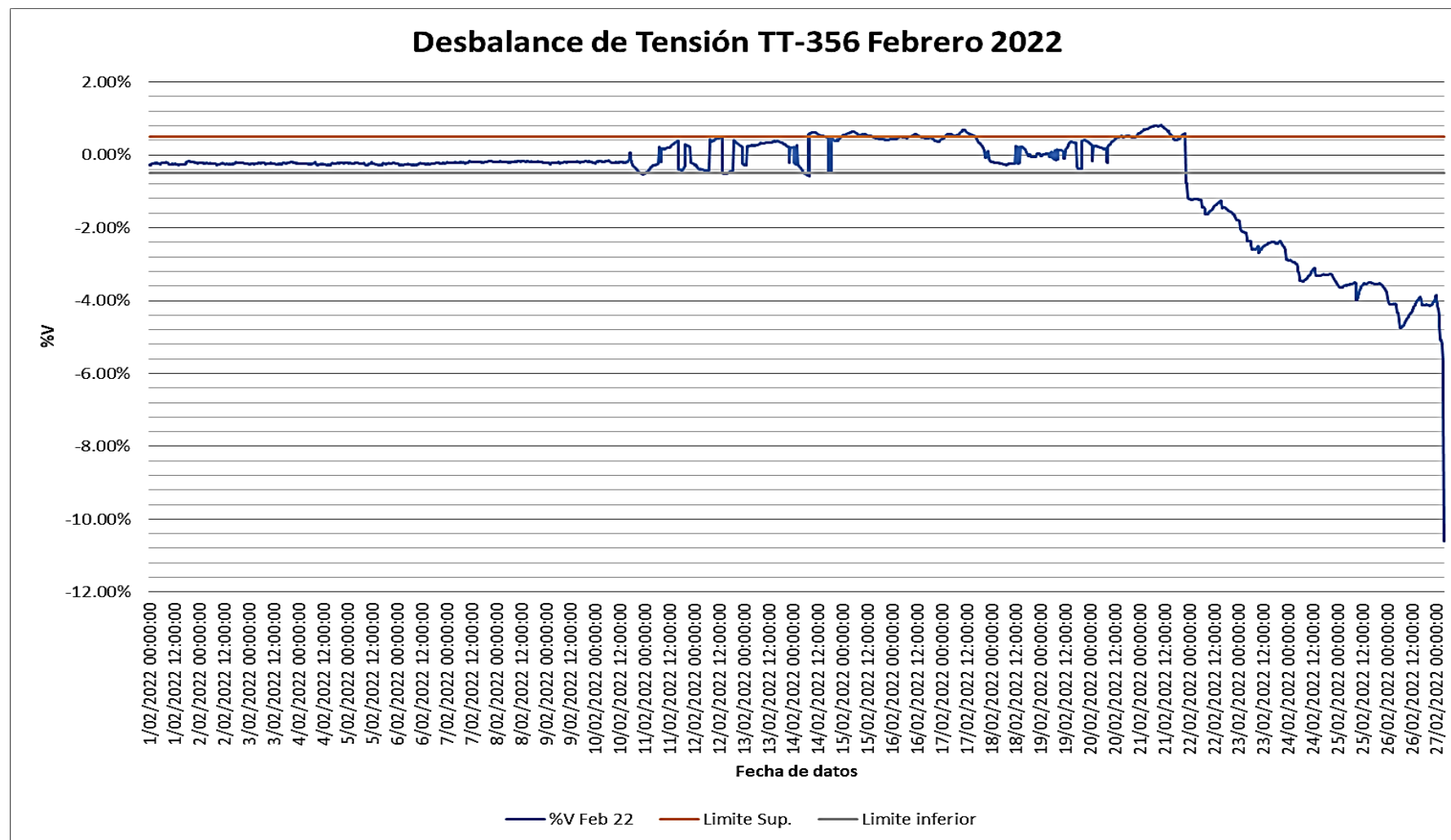
Sin embargo, en la figura 3.17. se observa en la gráfica del desbalance de tensión del mes de febrero de la celda L2234, analizando la gráfica se logra identificar que el 10 de febrero del 2022 el desbalance de tensión comienza a superar los límites permisibles, por ello para continuar con el análisis se procederá a realizar los análisis en periodos más cortos del mes de febrero 2022.

Figura 3.16: Gráfica del desbalance de tensión del TT-356 de la celda de línea L2234 de Enero 2022



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.17: Gráfica del desbalance de tensión del TT-356 de la celda de línea L2234 de Febrero 2022



Fuente: Elaboración propia.

En la figura 3.18. se ha graficado el desbalance de tensión en el periodo desde el 01 al 10 de febrero, de ello se logra observar que desde el 10 de febrero a las 22:15:00 horas el desbalance de tensión empieza a salir del rango, en la tabla 3.10. se observa los valores del desbalance que empiezan desde dicha hora.

Tabla 3.10: Desbalance de tensión calculado el 10 de febrero.

Fecha de registro	TRUJILLO_NORT E CL2234 Voltaje A-B (V)	TRUJILLO_NORT E CL2234 Voltaje B-C (V)	TRUJILLO_NORT E CL2234 Voltaje C-A (V)	Vprom	Desbalanc e de tensión (%V)
10/02/2022 22:15:00	228,490.94	227,056.02	229,046.69	228,197.88	-0.50%
10/02/2022 22:30:00	228,155.75	226,710.05	228,750.81	227,872.20	-0.51%
10/02/2022 22:45:00	228,626.42	227,143.77	229,242.08	228,337.42	-0.52%
10/02/2022 23:00:00	229,155.70	227,677.19	229,779.39	228,870.76	-0.52%
10/02/2022 23:15:00	228,602.25	227,103.84	229,251.25	228,319.11	-0.53%
10/02/2022 23:30:00	228,192.88	226,705.94	228,861.00	227,919.94	-0.53%
10/02/2022 23:45:00	228,274.72	226,813.77	228,966.30	228,018.26	-0.53%

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 3.19. correspondiente al periodo de análisis del 11 al 20 de febrero, del análisis se observa que el desbalance de tensión presenta una gráfica incoherente con respecto a la gráfica realizada del desbalance en el mes de enero 2022 que se observa en la figura 3.16., de ella se ve que el desbalance según pasa el tiempo se encuentra dentro y fuera de los límites llegando a valores de desbalances de 0.69% el 17 de febrero a las 10:45:00 horas.

De la figura 3.20. donde se ha graficado el periodo de data del 21 hasta el 27 de febrero 03:45:00 cerca al tiempo de explosión del TT-356 de la fase “R” que ocasiono la falla se observa que desde el día 21 de febrero a horas 22:30:00 horas el desbalance

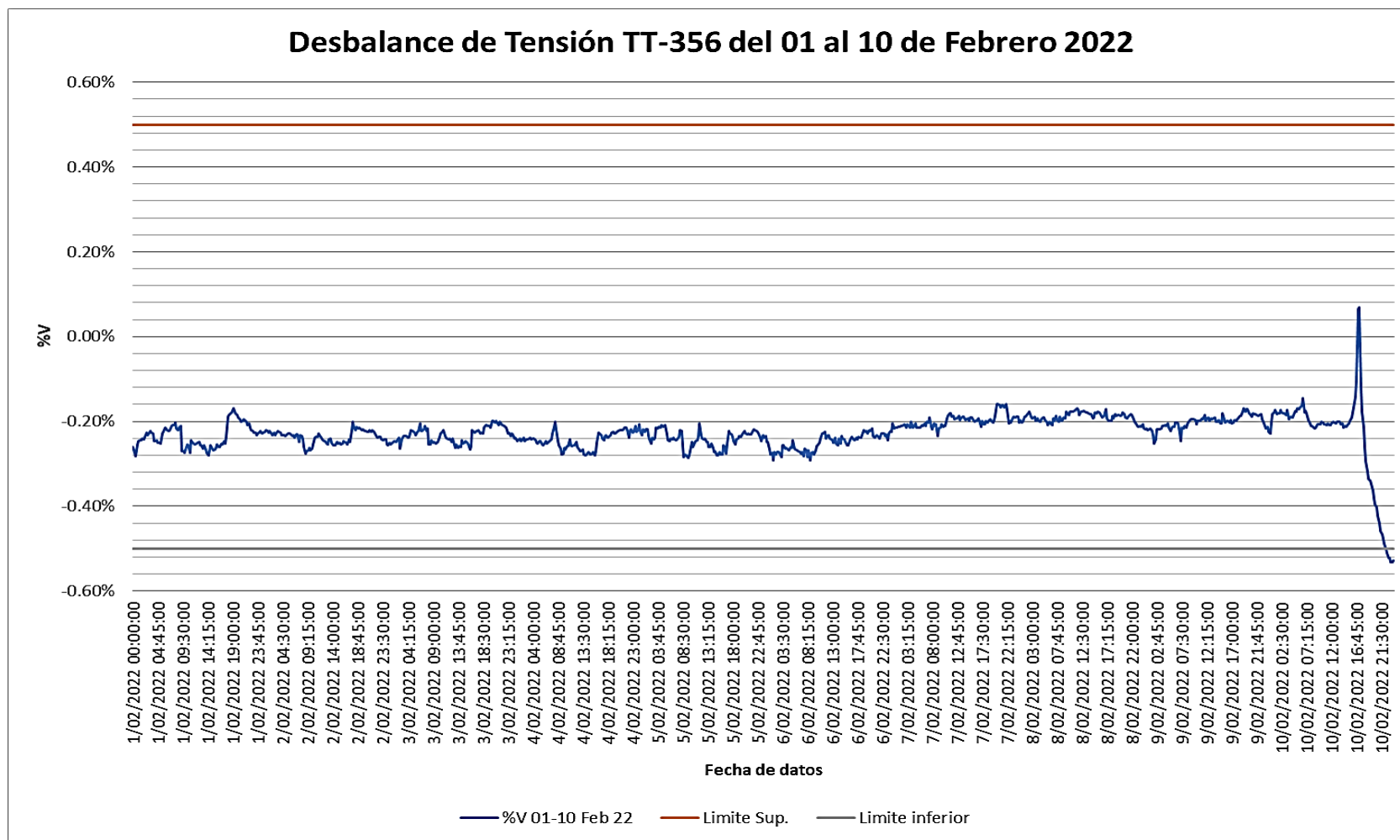
empieza a aumentar conforme pasa el tiempo llegando a un desbalance máximo que ocasiono la falla del transformador de tensión, dicho valor de desbalance de tensión es de 6.76% y se da el 27 de febrero a las 03:30:00 horas, esto se indica en la tabla 3.11.

Tabla 3.11: Cálculo del desbalance del TT-356 previo a la falla del 27 de febrero

Fecha de registro	TRUJILLO_NORTE CL2234 Voltaje A-B (V)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Voltaje B-C (V)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Voltaje C-A (V)	Vprom	Desbalance de tensión (%V)
27/02/2022 00:00:00	237,864.78	225,110.03	239,353.59	234,109.47	-3.84%
27/02/2022 00:15:00	238,308.50	224,958.97	239,797.63	234,355.03	-4.01%
27/02/2022 00:30:00	238,648.13	225,112.16	240,078.36	234,612.88	-4.05%
27/02/2022 00:45:00	239,053.11	225,142.83	240,408.94	234,868.29	-4.14%
27/02/2022 01:00:00	239,364.77	225,004.27	240,581.28	234,983.44	-4.25%
27/02/2022 01:15:00	239,354.03	225,043.33	240,508.83	234,968.73	-4.22%
27/02/2022 01:30:00	240,253.20	225,096.23	241,297.42	235,548.95	-4.44%
27/02/2022 01:45:00	241,384.47	225,148.83	242,232.75	236,255.35	-4.70%
27/02/2022 02:00:00	243,577.50	225,756.63	244,129.64	237,821.26	-5.07%
27/02/2022 02:15:00	243,816.47	225,614.80	243,889.86	237,773.71	-5.11%
27/02/2022 02:30:00	244,035.28	225,703.95	243,571.53	237,770.26	-5.07%
27/02/2022 02:45:00	245,033.28	225,969.45	243,993.70	238,332.15	-5.19%
27/02/2022 03:00:00	245,273.58	225,811.72	243,668.13	238,251.14	-5.22%
27/02/2022 03:15:00	248,361.16	226,716.42	246,113.23	240,396.94	-5.69%
27/02/2022 03:30:00	252,644.03	226,343.98	249,278.66	242,755.56	-6.76%

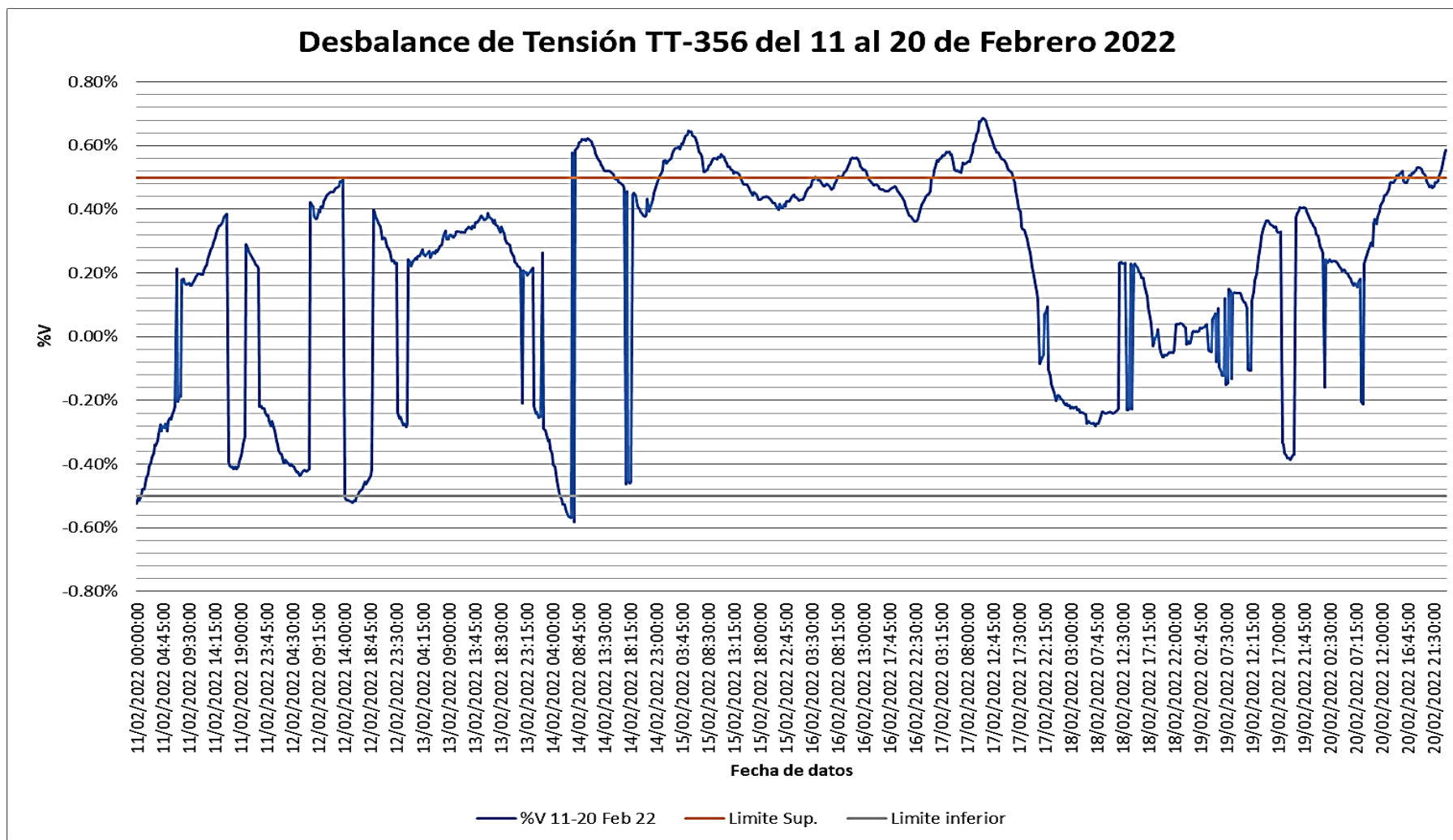
Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.18: Gráfica del desbalance de tensión del TT-356 de la celda de línea L2234 del 01 al 10 de Febrero 2022



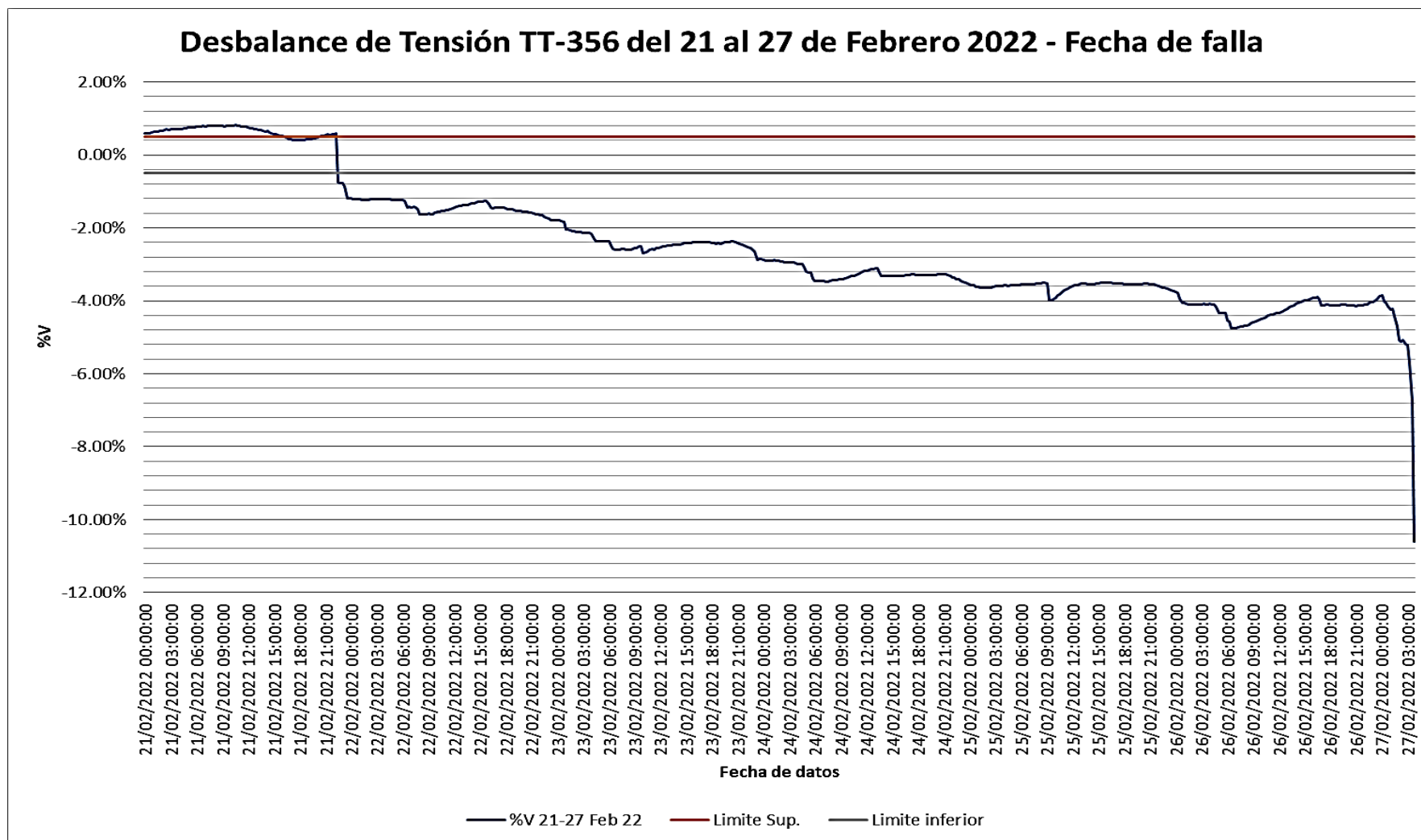
Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.19: Gráfica del desbalance de tensión del TT-356 de la celda de línea L2234 del 11 al 20 de Febrero 2022



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.20: Gráfica del desbalance de tensión del TT-356 de la celda de línea L2234 del 21 al 27 de Febrero 2022 - Previo a la falla



Fuente: Elaboración propia.

Una vez ocurrida la falla se gestiona la actividad correctiva, la cual consistía en el montaje de otro equipo transformador de tensión parara la fase fallada, esta actividad se ejecuta el 27 de febrero del 2022 entrando en servicio a las 20:20:00 horas del mismo día.

La actividad se priorizo debido a que la explosión del TT de la fase “R” indisponía la celda de la línea de 220 kV L2234 disminuyendo la confiabilidad del sistema.

En la figura 3.21. se muestra el TT montado posterior al mantenimiento correctivo ejecutado y en la figura 3.22. se ha realizado el análisis de desbalance de tensión posterior a la hora de puesta en servicio, estos valores se indican en la tabla 3.12. donde se ha realizado el cálculo del desbalance hasta las 00:00:00 horas del 28 de febrero del 2022.

Figura 3.21: Foto posterior al cambio del TT explotado.



Fuente: Elaboración propia.

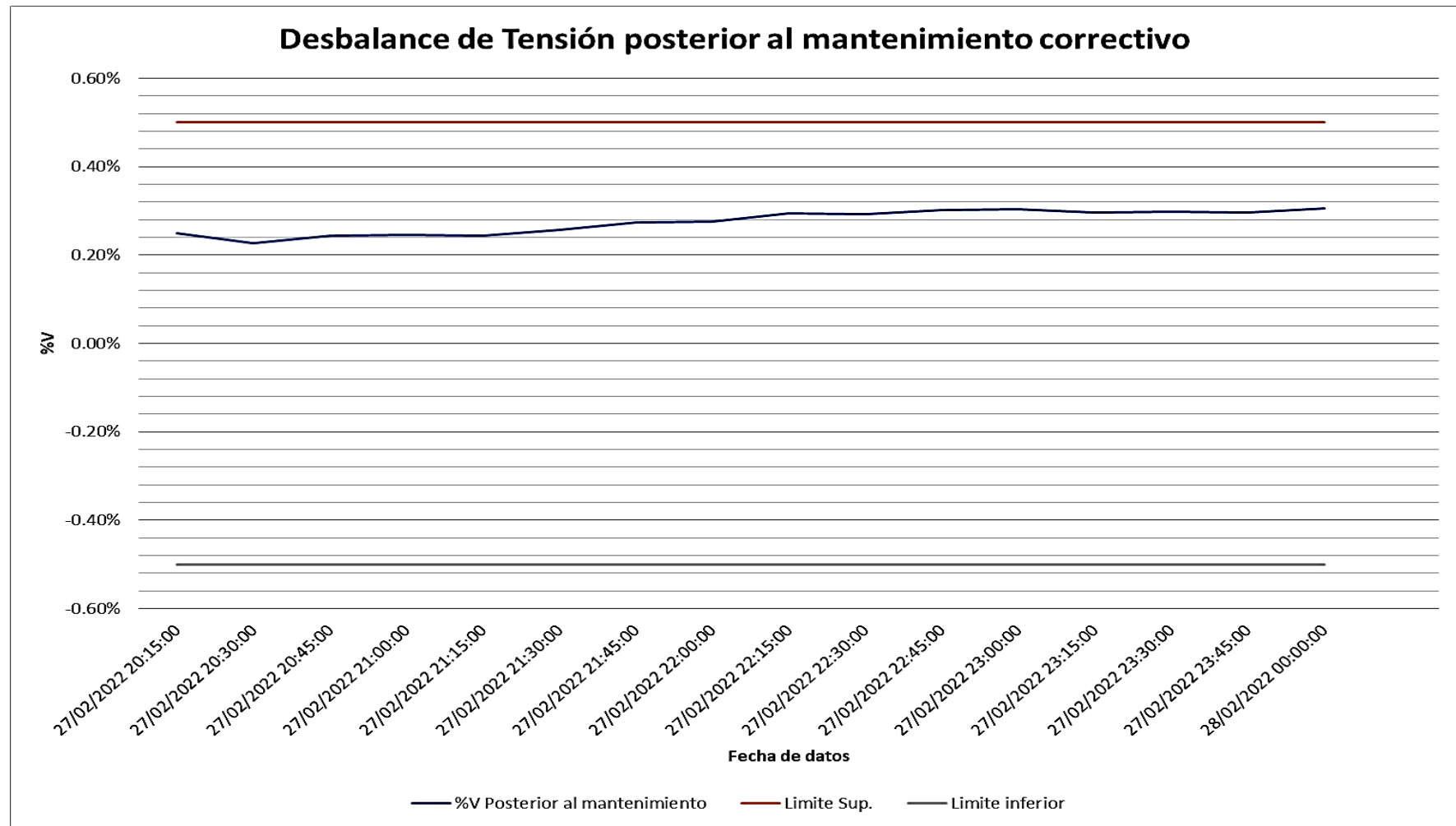
Tabla 3.12: Cálculo del desbalance posterior al mantenimiento correctivo

Fecha de registro	TRUJILLO_NORTE CL2234 Voltaje A-B (V)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Voltaje B-C (V)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Voltaje C-A (V)	Vprom	Desbalance de tensión (%V)
27/02/2022 20:15:00	170,145.70	169,563.70	169,457.16	169,722.19	0.25%
27/02/2022 20:30:00	225,439.13	224,713.64	224,633.30	224,928.69	0.23%
27/02/2022 20:45:00	225,689.38	224,873.56	224,857.23	225,140.06	0.24%
27/02/2022 21:00:00	226,168.69	225,328.28	225,340.09	225,612.35	0.25%
27/02/2022 21:15:00	225,770.88	224,924.00	224,964.27	225,219.71	0.24%
27/02/2022 21:30:00	225,995.64	225,110.05	225,136.56	225,414.08	0.26%
27/02/2022 21:45:00	226,309.80	225,359.25	225,406.70	225,691.92	0.27%
27/02/2022 22:00:00	226,603.19	225,648.00	225,689.30	225,980.16	0.28%
27/02/2022 22:15:00	226,506.55	225,472.23	225,548.98	225,842.59	0.29%
27/02/2022 22:30:00	226,590.98	225,570.16	225,625.30	225,928.81	0.29%
27/02/2022 22:45:00	226,874.30	225,816.61	225,880.02	226,190.31	0.30%
27/02/2022 23:00:00	227,634.45	226,546.67	226,654.16	226,945.09	0.30%
27/02/2022 23:15:00	227,922.89	226,866.22	226,961.58	227,250.23	0.30%
27/02/2022 23:30:00	227,952.20	226,877.52	226,998.98	227,276.23	0.30%
27/02/2022 23:45:00	227,732.52	226,733.83	226,713.28	227,059.88	0.30%
28/02/2022 00:00:00	227,186.11	226,134.84	226,160.08	226,493.68	0.31%

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 3.22. se ha graficado el desbalance de tensión que se presenta después de la ejecución de mantenimiento correctivo, analizando la gráfica se observa que luego del mantenimiento el desbalance de tensión se encuentra dentro de los límites indicados.

Figura 3.22: Gráfica del desbalance de tensión posterior a la ejecución del mantenimiento correctivo



Fuente: Elaboración propia.

3.3.4. Cálculo del Desbalance de Corriente (%I)

Para el cálculo del desbalance de corriente se empleará lo indicado en la norma IEEE, esto debido a que los datos de corriente que se extraen del software de los medidores para el presente trabajo de investigación son las corrientes por cada fase, para el cálculo del desbalance de tensión se emplea las siguientes ecuaciones:

$$\%I = \frac{\text{Desviación max del promedio de } (I_A, I_B, I_C)}{I_{prom}}$$

$$I_{prom} = \frac{(I_A + I_B + I_C)}{3}$$

En la tabla 3.13. se ha procedido a calcular el tanto la corriente promedio (I_{prom}) y el desbalance de corriente (%I) para la muestra indicada en la tabla 3.8.

Tabla 3.13: Cálculo de I_{prom} y %I de la muestra indicada en la tabla 3.8.

Fecha de registro	TRUJILLO_NORTE CL2234 Corriente A (A)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Corriente B (A)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Corriente C (A)	I_{prom}	Desbalance de corriente (%V)
1/01/2022 00:00:00	76.90	79.97	80.72	79.19	-2.90%
1/01/2022 00:15:00	71.59	74.84	75.19	73.87	-3.08%
1/01/2022 00:30:00	69.81	73.36	72.71	71.96	-2.99%
1/01/2022 00:45:00	66.88	70.50	69.70	69.03	-3.11%
1/01/2022 01:00:00	69.80	73.47	72.99	72.09	-3.17%
1/01/2022 01:15:00	70.83	74.54	74.11	73.16	-3.19%
1/01/2022 01:30:00	70.61	74.36	73.82	72.93	-3.18%
1/01/2022 01:45:00	69.87	73.47	72.89	72.08	-3.06%
1/01/2022 02:00:00	69.60	73.20	72.61	71.80	-3.06%
1/01/2022 02:15:00	68.07	71.68	71.09	70.28	-3.15%

Fecha de registro	TRUJILLO_NORTE CL2234 Corriente A (A)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Corriente B (A)	TRUJILLO_NORTE CL2234 Corriente C (A)	Iprom	Desbalance de corriente (%V)
1/01/2022 02:30:00	63.66	67.34	66.49	65.83	-3.30%
1/01/2022 02:45:00	60.78	64.41	63.27	62.82	-3.25%
1/01/2022 03:00:00	58.50	62.17	60.76	60.48	-3.27%
1/01/2022 03:15:00	57.54	61.23	59.81	59.52	-3.34%
1/01/2022 03:30:00	55.99	59.53	58.15	57.89	-3.28%
1/01/2022 03:45:00	52.53	55.94	54.31	54.26	-3.19%
1/01/2022 04:00:00	50.61	53.87	52.13	52.20	3.20%
1/01/2022 04:15:00	51.46	54.95	53.41	53.27	-3.40%
1/01/2022 04:30:00	44.40	47.68	47.03	46.37	-4.24%
1/01/2022 04:45:00	50.24	53.51	53.16	52.30	-3.95%
1/01/2022 05:00:00	52.63	56.02	55.82	54.82	-4.00%

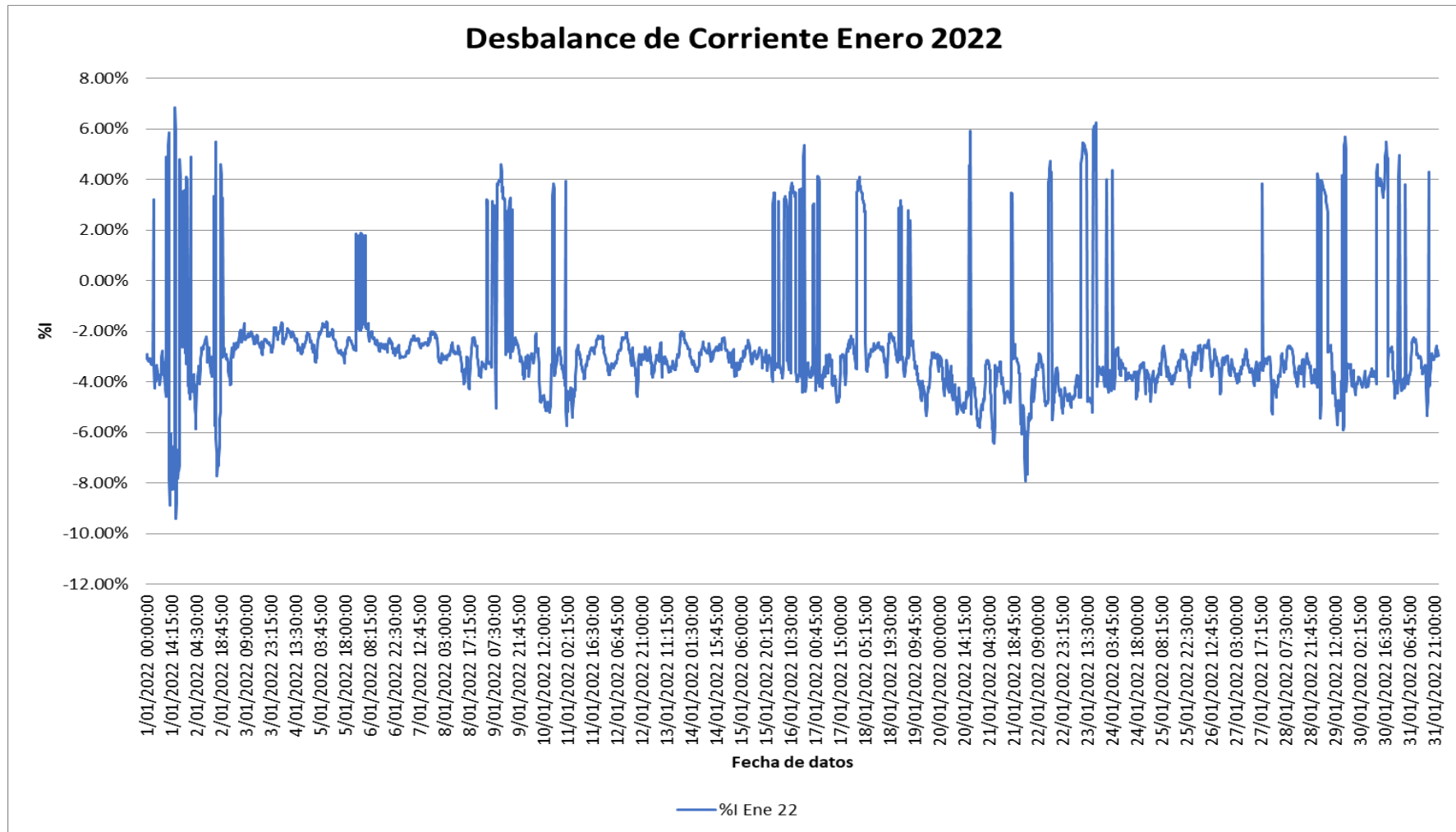
Fuente: Elaboración propia.

3.3.5. Análisis del Desbalance de Corriente (%)

Para el análisis del desbalance de corriente no se indicará límites ni superior ni inferior dado que esto es variante dependiendo las cargas que se tengan en una de las fases, la longitud de la línea, las transposiciones de fases en la línea entre otras.

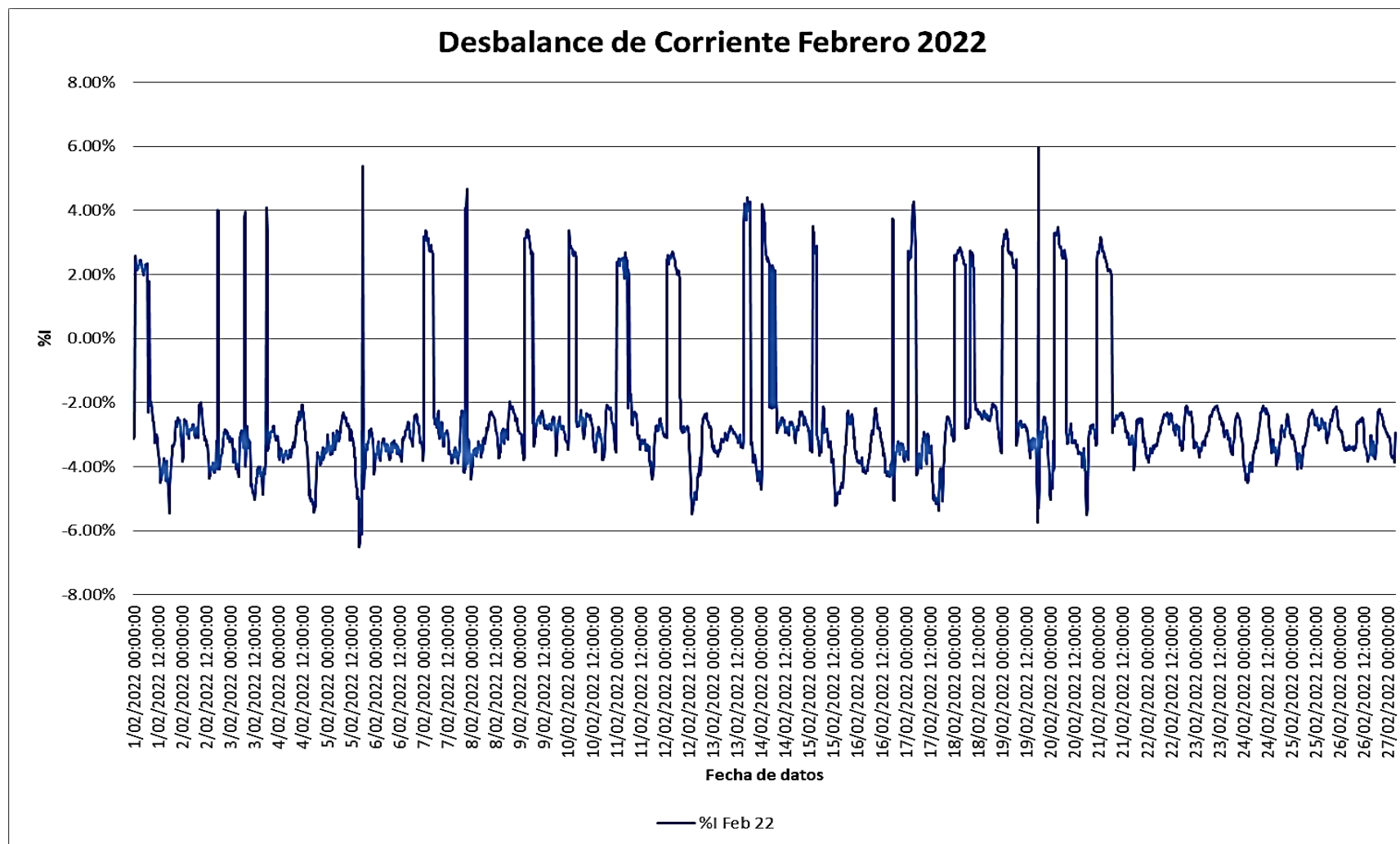
Para el análisis se muestra en las figuras 3.23., y 3.24. las gráficas de los desbalances de corriente para los meses de enero y febrero 2022 tomados del medidor de la celda de la línea L2234 en Trujillo Norte.

Figura 3.23: Gráfica del desbalance de corriente de la celda de línea L2234 de Enero 2022



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3.24: Gráfica del desbalance de corriente de la celda de línea L2234 de Febrero 2022



Fuente: Elaboración propia.

Analizando el comportamiento de los desbalances de corriente graficados en las figuras 3.23. y 3.24. se observa que el desbalance tienda a estar entre unos límites desde -9.43% por el lado inferior y llegar +6.85% por el lado superior, sin embargo, de las gráficas se observan ciertos parámetros por lo que analizando los desbalances de la data analizada no se observa presencia o inicio de una falla oculta en la celda de la línea L2234.

Sin embargo, como parte del análisis de los desbalances de corriente se ha procedido a indagar y buscar casos donde se aprecie un desbalance de corriente anómalo que indique un problema y desencadene en la presencia de falla oculta, en la figura 3.25 la curva verde representa el desbalance de corriente en la barra de 22.9 kV de la SE Ayaviri y se observa que a fines del día 13 de agosto del 2022 el desbalance aumenta, esto se debió a una falla en el neutro.

Figura 3.25: Gráfica del desbalance de corriente presentado en la barra de 22.9 kV de la SE Ayaviri



Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO IV

Resultados, Contrastación de Hipótesis y Discusión de Resultados

4.1. Resultados de la investigación

Se realizó el cálculo de los desbalances de tensión (%V) y corriente (I%), el análisis se realizó con los datos extraídos del medidor de la celda L2334 en Trujillo Norte previo al evento de la explosión del TT-356 de la fase “R” con el fin de corroborar si con el monitoreo de los desbalances se consigue anticipar y detectar fallas ocultas mitigando así los impactos de la materialización de dichas fallas.

Con respecto al monitoreo de desbalances de tensiones (%V) utilizando la norma NEMA se procede con el cálculo de los indicadores V_{prom} y %V, se encontró desbalances cuyos valores están fuera de los límites según los datos de placa del equipo, los datos para el cálculo son de fácil acceso y de procesamiento rápido.

Se realizó la misma metodología de monitoreo de desbalances en otras celdas de las subestaciones para validar la investigación, en la figura 4.1. se muestra la gráfica del desbalance de tensión de la celda de la línea L2234 en Trujillo Norte con los datos de marzo 2022 posterior a la actividad correctiva realizada en la fase “R”.

De la figura 4.1. se observa que el día 7 de marzo empieza a aumentar el desbalance de tensión similares a la gráfica analizada del inicio del desbalance que origino la explosión de TT y falla, como acción de mitigación se procede a programar y ejecutar en coordinación con COES el cambio de las 02 fases faltantes “S” y “T” por seguridad y de esta forma garantizar la confiabilidad en el sistema, como resultado posterior al día 20 de marzo en la figura se observa que el desbalance se encuentra dentro de los límites permisibles.

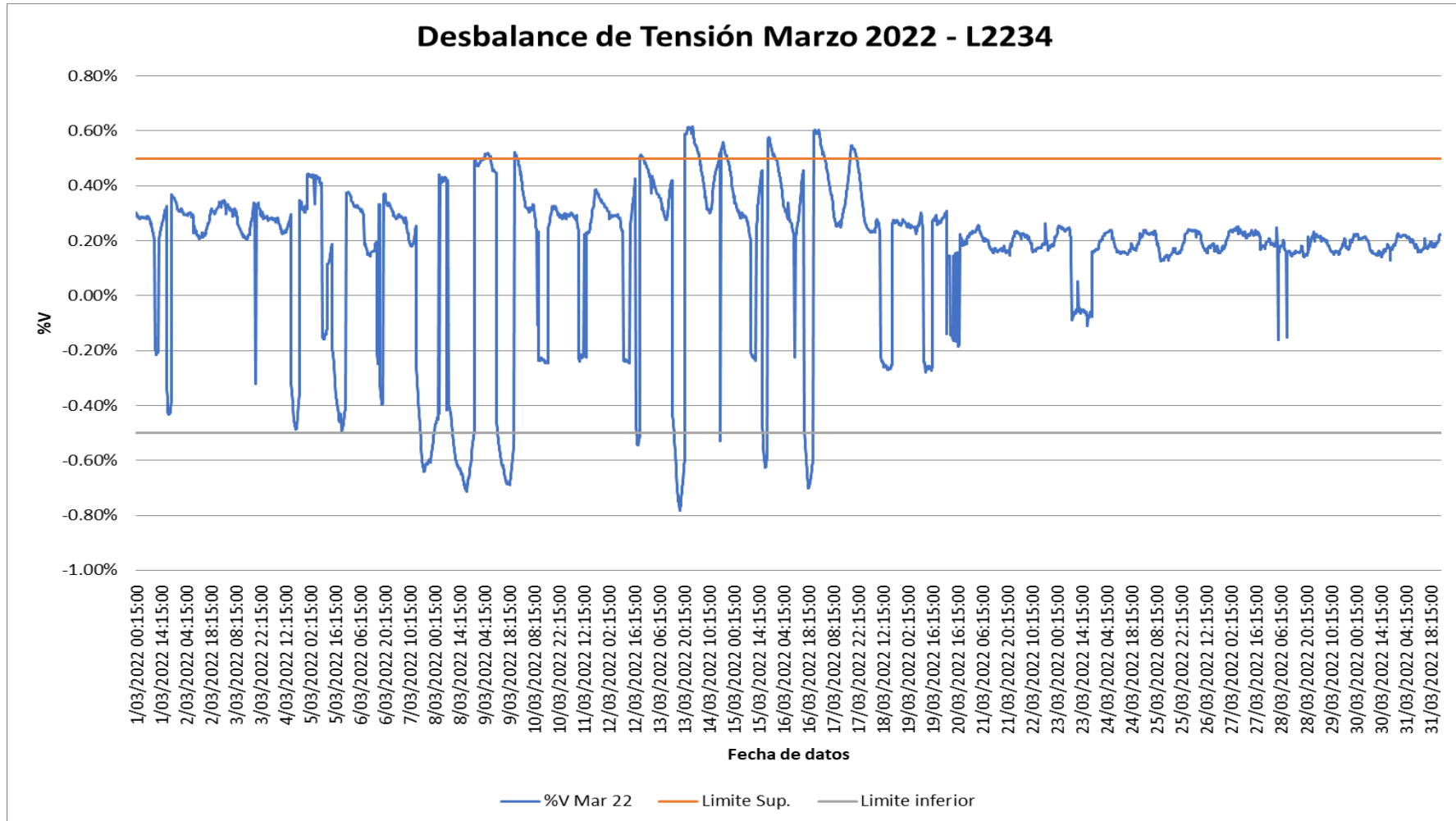
En la figura 4.2. se ha graficado el desbalance de tensión calculado en la barra “B” de 220 kV en la Subestación Chimbote 1, la gráfica se ha generado con el monitoreo realizado de los datos desde el 01 de febrero 2023 hasta el 30 de abril 2024, para el análisis

se empleó información referente a dicha celdas y sus equipos y es de conocimiento que los día 9 y 10 de marzo del 2023 se han reemplazado las fases “S” y “T” del TT-354 correspondiente a la celda de la fase “T” esto debido a que desde los primeros días de febrero el desbalance esta fuera de los límites establecidos.

El resultado de los casos analizados y la información que se extrae del análisis del monitoreo de desbalances conlleva a un resultado satisfactorio para la investigación.

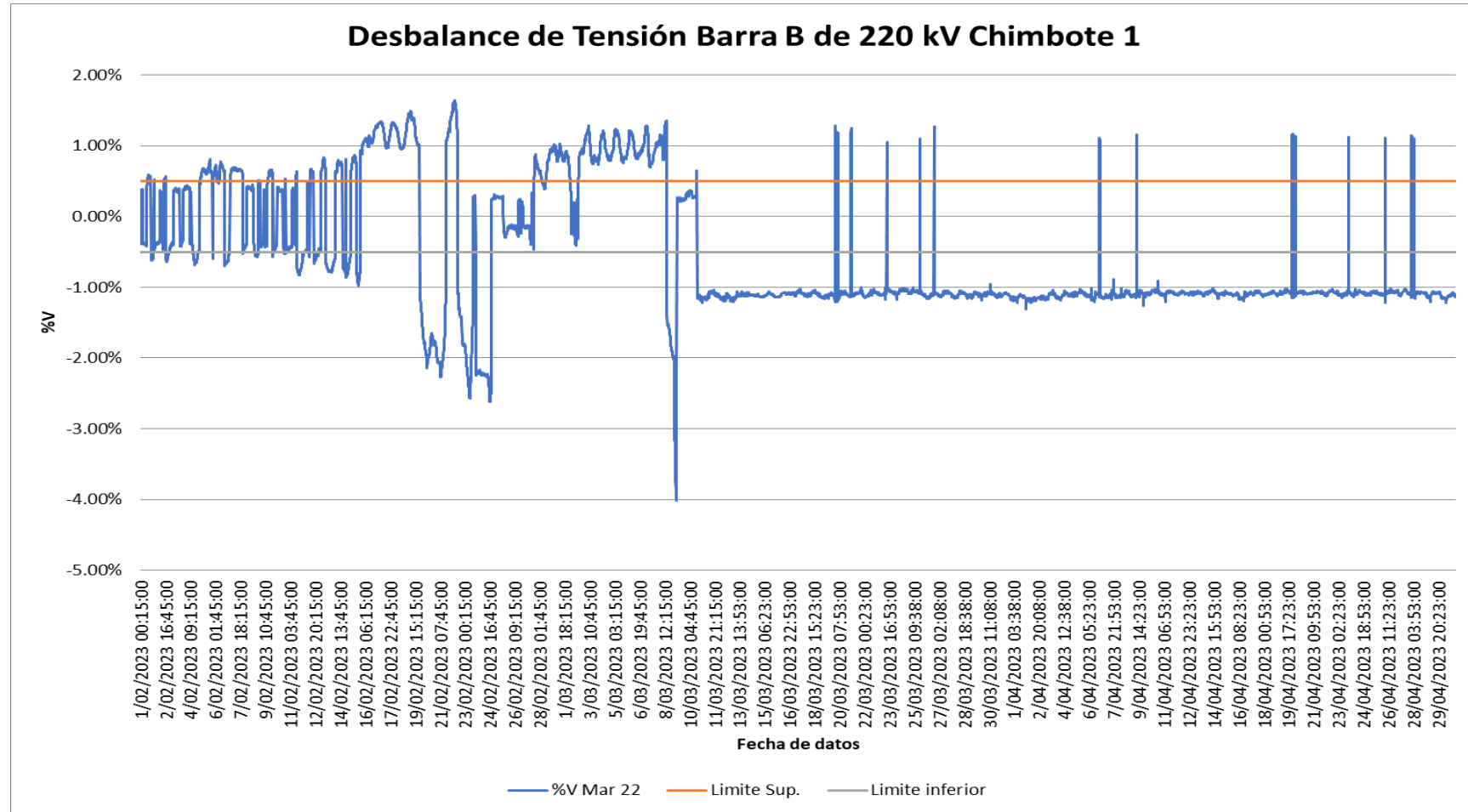
Con respecto al monitoreo de desbalances de tensión (%V), es necesario el cálculo de los desbalances de tensión, se logra hacer seguimiento y anticipar algún problema o falla oculta que se esté presentando, sin embargo para el caso de las corrientes se presentan diferentes casos como son falla de neutro en transformadores, conexiones sueltas o flojas, problemas en circuitos secundarios, detección de borneras abiertas o pendientes de proyectos por lo que es necesario generar algoritmos para una rápida detección.

Figura 4.1: Gráfica del desbalance de tensión de la celda de línea L2234 en Marzo 2022



Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.2: Gráfica del desbalance de tensión de la barra “B” de 220 kV en la SE Chimbote 1 de Febrero a Abril 2024



Fuente: Elaboración propia.

4.2. Contrastación de Hipótesis

Luego de la validación realizada a la investigación, es concluyente indicar que el resultado del análisis y trabajo realizado es satisfactorio dando por válida la hipótesis planteada, lo que quiere indicar que con un monitoreo de los desbalances de tensión (%V) y corriente (%I) es posible anticipar fallas ocultas que se presenten en los equipos de medida como TC, TT y otros equipos de subestación como es el transformador siendo el equipo más costoso para la empresa y el de mayor dificultad para su reemplazo ante una falla grave que se materialice, así mismo también se protege a los equipos de la celda y aseguramos la disponibilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

El identificar temprano un desbalance fuera de los límites o anomalías que se detecten en el monitoreo de desbalances proporciona a la empresa y al equipo encargado del mantenimiento tiempo para coordinar la atención y corrección según los resultados del análisis evitando de esta manera el pago de compensaciones, interrupciones de suministro, aprobación de los trabajos y optimización del presupuesto.

Para el caso de los transformadores de tensión de la celda de L2234 correspondientes a las fases “S” y “T” reemplazados el 20 de marzo se procede a realizar pruebas al equipo de la fase “S” debido al error que presentada en el desbalance era mayor al de la fase “T”, dentro de las pruebas realizadas se encuentran: factor de potencia, capacitancia, extracción de muestras de aceite.

En la figura 4.3 se muestra la ejecución de pruebas al transformador de tensión TT-365 de la fase “S”, las pruebas fueron realizadas el 20 de marzo, en la figura 4.4 se muestran los resultados de las pruebas de factor de potencia y capacitancia realizados en el año 2012 según la estrategia de mantenimiento.

Figura 4.3: Pruebas al transformador de tensión desmontado de la fase "S".



Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.4: Resultados de pruebas realizadas en el año 2012 al mismo equipo

Denominación del punto de medida	ValMedido	Unidad	Fecha
Factor de potencia 10kV cuerpo superior	0,360	%	29.04.2012
Capacitancia cuerpo superior	8631,000	pF	29.04.2012
Factor de potencia 10kV cuerpo inferior	0,840	%	29.04.2012
Capacitancia cuerpo inferior	8626,000	pF	29.04.2012
Factor de potencia 10kV Ctotal	0,610	%	29.04.2012
Capacitancia total	4354,000	pF	29.04.2012

Fuente: Elaboración propia.

En las figuras 4.5 y 4.6 se muestran los resultados de las pruebas realizadas en febrero después de la explosión del TT de la fase "R" y el 20 de marzo del año 2022 en campo una vez desmontado el equipo. De dicha imagen se observa que la capacitancia total tiene un valor máximo de 4 409.6 pF el cual al calcular el error con el valor del año 2012 que es de 4 354 pF representa una variación de aproximadamente 1,27% el cual no es significativo, sin embargo, al comparar con la capacitancia de placa de este equipo el error es de 4.06%.

Figura 4.5: Resultados de pruebas de capacitancia de febrero 2022

27.02.2022_\TRUJ\TT-356\FASE S.xml:

C_Total:

Resultado:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	PF
2.50000 kV	2499 V	4.1567 mA	*60.00 Hz	4.4084 nF	0.5647 %
5.00000 kV	4998 V	8.3124 mA	*60.00 Hz	4.4082 nF	0.5531 %
7.50000 kV	7496 V	12.468 mA	*60.00 Hz	4.4091 nF	0.5499 %
10.00000 kV	10001 V	16.637 mA	*60.00 Hz	4.4096 nF	0.5449 %

C_Sup:

Resultado:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	PF
2.50000 kV	2500 V	8.2432 mA	*60.00 Hz	8.7466 nF	0.3545 %
5.00000 kV	5002 V	16.492 mA	*60.00 Hz	8.7462 nF	0.3553 %
7.50000 kV	7500 V	24.728 mA	*60.00 Hz	8.7463 nF	0.3553 %
10.00000 kV	9998 V	32.966 mA	*60.00 Hz	8.7465 nF	0.3549 %

C_Inf:

Resultado:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	PF
2.50000 kV	2500 V	8.2314 mA	*60.00 Hz	8.7317 nF	0.7866 %
5.00000 kV	5001 V	16.477 mA	*60.00 Hz	8.7364 nF	0.7673 %
7.50000 kV	7501 V	24.721 mA	*60.00 Hz	8.7387 nF	0.7576 %
10.00000 kV	9998 V	32.957 mA	*60.00 Hz	8.7408 nF	0.7517 %

Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.6: Resultados de pruebas de capacitancia del año 2022

20.03.2022_\TRUJ\TT-356.2\FASE S

C_Total:

Resultado:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	PF
2.50000 kV	2499 V	4.1442 mA	*60.00 Hz	4.3964 nF	0.5640 %
5.00000 kV	5002 V	8.2967 mA	*60.00 Hz	4.3968 nF	0.5557 %
7.50000 kV	7502 V	12.447 mA	*60.00 Hz	4.3979 nF	0.5511 %
10.00000 kV	10005 V	16.602 mA	*60.00 Hz	4.3988 nF	0.5487 %

C_Sup:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	PF
2.50000 kV	2499 V	8.2383 mA	*60.00 Hz	8.7433 nF	0.2945 %
5.00000 kV	5001 V	16.482 mA	*60.00 Hz	8.7429 nF	0.2958 %
7.50000 kV	7497 V	24.710 mA	*60.00 Hz	8.7430 nF	0.2957 %
10.00000 kV	9997 V	32.952 mA	*60.00 Hz	8.7432 nF	0.2954 %

C_Inf:

Resultado:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	PF
2.50000 kV	2499 V	8.2141 mA	*60.00 Hz	8.7140 nF	0.7962 %
5.00000 kV	5000 V	16.445 mA	*60.00 Hz	8.7216 nF	0.7882 %
7.50000 kV	7502 V	24.690 mA	*60.00 Hz	8.7261 nF	0.7839 %
10.00000 kV	9996 V	32.912 mA	*60.00 Hz	8.7301 nF	0.7826 %

Fuente: Elaboración propia.

Así también de los resultados de las pruebas de relación de transformación realizados al transformador de la fase "S" no se aprecia ninguna alteración, ello se muestra

en la figura 4.7, de la figura se observa que el error en la relación se encuentra en el orden del 0.19% lo cual es dentro de lo permisible.

Figura 4.7: Pruebas de relación de transformación del TT de la fase "S"

20.03.2022_\TRUJ\TT-356.2\FASE S

Relación de transformación:

X1-X2:

Tipo:	Relación TT		
Fecha/hora:	03/20/2022 09:45:40		
Sobrecarga:	no		
Evaluación:	n/a		
Rango:	AC 2kV		
Valores nominales			
V prim.:	220000/ $\sqrt{3}$ V		
V sec.:	100.0/ $\sqrt{3}$ V		
Frecuencia:	60.00 Hz		
V prueba:	1000.0 V		
Automático:	sí		
Resultado:			
V prim.:	999.72 V	0.00 °	
V sec.:	454.11 mV	0.20 °	
Relación:	220000/ $\sqrt{3}$ V:99.9322/ $\sqrt{3}$ V		-0.07 %
Polaridad:	Correcto		

Y1-Y2:

Tipo:	Relación TT		
Fecha/hora:	03/20/2022 09:47:04		
Sobrecarga:	no		
Evaluación:	n/a		
Rango:	AC 2kV		
Valores nominales			
V prim.:	220000/ $\sqrt{3}$ V		
V sec.:	100.0/ $\sqrt{3}$ V		
Frecuencia:	60.00 Hz		
V prueba:	1000.0 V		
Automático:	sí		
Resultado:			
V prim.:	999.49 V	0.00 °	
V sec.:	453.47 mV	0.10 °	
Relación:	220000/ $\sqrt{3}$ V:99.8143/ $\sqrt{3}$ V		-0.19 %
Polaridad:	Correcto		

Fuente: Elaboración propia.

También se extrajeron muestras de aceite de las diferentes partes del transformador, estas se indican en la figura 4.8, donde 1 se refiere al cuerpo superior, 2 al cuerpo inferior y 3 a la base o cuba, las pruebas que se realizan son de Análisis Físico – Químico (FQ) y Análisis de Gases Disueltos (DGA).

Figura 4.8: Identificación de las partes de donde se extrajeron las muestras de aceite.



Fuente: Elaboración propia.

Las figuras 4.9 y 4.10 muestran los resultados de las muestras de aceite del cuerpo superior de dichas pruebas observamos que se tiene presencia de gases combustibles y humedad lo cual están por encima del límite según las normas IEEE STD C57.104-2019 y IEEE STD C57.106-2015.

Figura 4.9: Resultados de las pruebas FQ del cuerpo superior

Parámetro (unidades)	Norma	Resultado	Límite Recomendado*
Examen Visual	ASTM D1524	Claro y Brillante	----
Color	ASTM D1500	<1	----
Contenido en Agua (ppm)	ASTM D1533	59	Max 35
Tensión Interfacial (dynes/cm)	ASTM D971	37.1	Min 25
Índice Neutralización (mgKOH/g)	ASTM D974	<0.02	Max 0.2
Tensión Ruptura Dieléctrica (KV)(2mm)	ASTM D1816	29.3	Min 40
Factor de Potencia (% 100°C)	ASTM D924	0.19	Max 5

* Según IEEE STD C57.106-2015

Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.10: Resultados de las pruebas DGA del cuerpo superior

Parámetro	Resultado (ppm)	Límites* Tabla 1	Límites* Tabla 2
Hidrógeno H ₂	226	40	90
Metano CH ₄	78	20	50
Etano C ₂ H ₆	34	15	40
Etileno C ₂ H ₄	11	50	100
Acetileno C ₂ H ₂	7	2	7
Monóxido Carbono CO	880	500	600
Dióxido Carbono CO ₂	9853	5000	7000
Nitrógeno N ₂	93531	----	----
Oxígeno O ₂	28758	----	----
Total	133378	----	----
Combustibles TDCG	1236	----	----
Hidrocarburos TDHGG	130	----	----

* Según IEEE STD C57.104-2019

Fuente: Elaboración propia.

Las figuras 4.11 y 4.12 muestran los resultados de las muestras de aceite del cuerpo inferior de dichas pruebas observamos de forma similar al cuerpo superior que se tiene presencia de gases combustibles y humedad lo cual están por encima del límite según las normas IEEE STD C57.104-2019 y IEEE STD C57.106-2015.

Figura 4.11: Resultados de las pruebas FQ del cuerpo inferior

Parámetro (unidades)	Norma	Resultado	Límite Recomendado*
Examen Visual	ASTM D1524	Claro y Brillante	----
Color	ASTM D1500	<1	----
Contenido en Agua (ppm)	ASTM D1533	59	Max 35
Tensión Interfacial (dynes/cm)	ASTM D971	37.7	Min 25
Índice Neutralización (mgKOH/g)	ASTM D974	<0.02	Max 0.2
Tensión Ruptura Dieléctrica (KV)(2mm)	ASTM D1816	34	Min 40
Factor de Potencia (% 100°C)	ASTM D924	0.41	Max 5

* Según IEEE STD C57.106-2015

Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.12: Resultados de las pruebas DGA del cuerpo inferior

Parámetro	Resultado (ppm)	Límites* Tabla 1	Límites* Tabla 2
Hidrógeno H ₂	1079	40	90
Metano CH ₄	366	20	50
Etano C ₂ H ₆	123	15	40
Etileno C ₂ H ₄	27	50	100
Acetileno C ₂ H ₂	40	2	7
Monóxido Carbono CO	1490	500	600
Dióxido Carbono CO ₂	15316	5000	7000
Nitrógeno N ₂	78313	----	----
Oxígeno O ₂	21143	----	----
Total	117897	----	----
Combustibles TDCG	3125	----	----
Hidrocarburos TDHGG	556	----	----

* Según IEEE STD C57.104-2019

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, en las figuras 4.13 y 4.14 muestran los resultados de las muestras de aceite de la base, en la cual solo se tiene presencia de hidrogeno por encima del límite recomendado.

Figura 4.13: Resultados de las pruebas FQ de la base

Parámetro (unidades)	Norma	Resultado	Límite Recomendado*
Examen Visual	ASTM D1524	Claro y Brillante	----
Color	ASTM D1500	1	----
Contenido en Agua (ppm)	ASTM D1533	18	Max 35
Tensión Interfacial (dynes/cm)	ASTM D971	38	Min 25
Índice Neutralización (mgKOH/g)	ASTM D974	<0.02	Max 0.2
Tensión Ruptura Dieléctrica (KV)(2mm)	ASTM D1816	41.5	Min 40
Factor de Potencia (% 100°C)	ASTM D924	2.42	Max 5

* Según IEEE STD C57.106-2015

Fuente: Elaboración propia.

Figura 4.14: Resultados de las pruebas DGA de la base

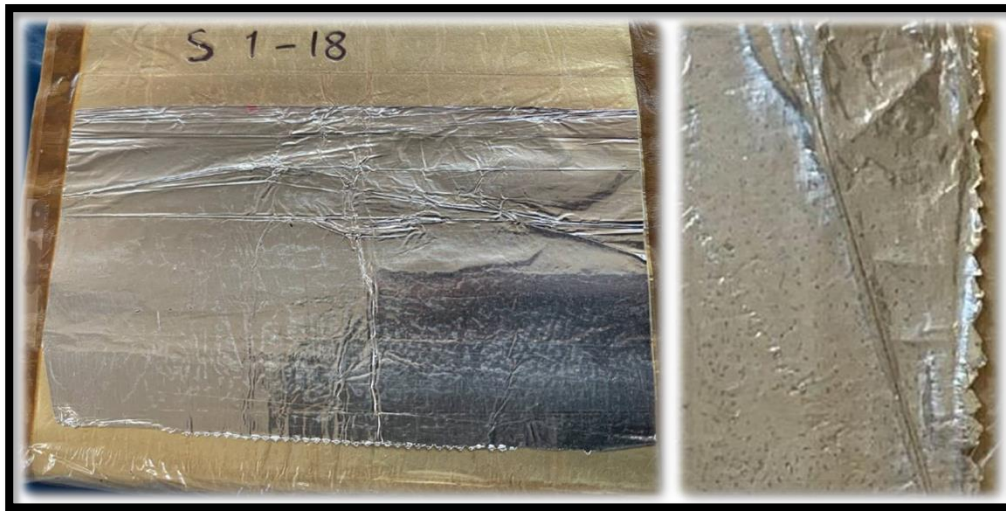
Parámetro	Resultado (ppm)	Límites* Tabla 1	Límites* Tabla 2
Hidrógeno H ₂	1990	80	200
Metano CH ₄	13	90	150
Etano C ₂ H ₆	0	90	175
Etileno C ₂ H ₄	27	50	100
Acetileno C ₂ H ₂	0	1	2
Monóxido Carbono CO	575	900	1100
Dióxido Carbono CO ₂	7215	9000	12500
Nitrógeno N ₂	105777	----	----
Oxígeno O ₂	13385	----	----
Total	128982	----	----
Combustibles TDCG	2605	----	----
Hidrocarburos TDHHC	40	----	----

* Según IEEE STD C57.104-2019

Fuente: Elaboración propia.

Así también durante la inspección de los elementos internos del transformador de tensión analizado se encontró indicios de descargas / deterioro del papel aluminio que se encuentra en contacto entre los condensadores del transformador de tensión, ello se observa en la figura 4.15.

Figura 4.15: Signos de deterioro / descarga del papel aluminio



Fuente: Elaboración propia.

4.3. Discusión de Resultados

Finalmente analizando los datos de las pruebas realizadas al transformador de tensión analizado y la inspección realizada se ha contrastado que con las pruebas eléctricas realizadas los datos no presentan una variación significativa por lo tanto no se tiene una alerta de falla del equipo, de las muestras de aceite extraídas se ha detectado presencia de gases combustibles en los cuerpos del equipo, estos gases son productos de arcos internos que se producen, también se tiene presencia de humedad y baja rigidez dieléctrica, estas pruebas no se encuentran dentro de la estrategia de mantenimiento.

CONCLUSIONES

- Luego del análisis realizado al transformador de tensión TT-356 de la fase “S”, se confirma presencia de gases combustibles productos de arcos internos, así también la medición de la capacitancia es una herramienta que ayuda a advertir de anomalías en el equipo cuyos resultados deben compararse con los datos de fábrica, sin embargo, tiene la desventaja que requiere el equipo fuera de servicio para realizar las pruebas.
- También la prueba de relación de transformación no es confiable dado que según los resultados nos indicaba que el equipo se encontraba en buen estado.
- Con la metodología de análisis de desbalances de tensión y corriente se logra anticipar y prevenir fallas en los equipos de medición, evitando así la indisponibilidad de equipos y celdas, pago de compensaciones y daño a la integridad física de las personas, sumado a su ventaja que no se requiere sacar de servicio el equipo para realizar pruebas.
- Para el caso de los transformadores de tensión se tiene el registro y evidencia del análisis realizado que ante la presencia de un desbalance igual o superior al $\pm 6.76\%$ el equipo aumenta las probabilidades de falla y hasta explotar, por lo que hacer un seguimiento desde que se detecta que el desbalance supera los límites otorga tiempo a la empresa para programar la actividad correctiva.
- El análisis de desbalance es aplicable a todo tipo de celdas en subestaciones eléctricas, celda de línea, de barra, celda de transformador, celda de autotransformador, reactor, y toda celda que este equipada con transformadores de medida.
- Aplicando la metodología de monitoreo de desbalances se logra garantizar la confiabilidad y aumentar la disponibilidad de los equipos en las subestaciones eléctricas.

- Con el seguimiento a los desbalances de tensión y corriente se logra anticipar problemas y fallas en otros equipos de subestación diferentes a los transformadores de medida analizados.
- Con la aplicación del análisis de desbalances se logra anticipar problemas en los circuitos de tensión y corriente, los cuales de presentarse sus consecuencias son significativas para la empresa.
- La metodología aplicada contribuye a mejorar la información de los medidores que es remitida mensualmente a COES y OSINERGMIN para los fines comerciales, esto dado que al anticipar un desbalance fuera de los límites se procede a corregir y de esta manera entregar una información de calidad.
- Las actividades de mantenimiento preventivo de medición de capacitancia es un input para anticipar o advertir anomalías, sin embargo, se requiere el equipo fuera de servicio para su ejecución, genera costos, posibles errores humanos y la frecuencia de esta actividad es cada 12 años.
- El tiempo de antigüedad y los años de operación de los equipos no es un factor predominante, dado que de la muestra los equipos fallados tienen 22 años en operación sin embargo se tienen equipos ubicados en las mismas condiciones con una antigüedad de 43 años que no han presentado este tipo de fallas.
- Se logra minimizar el número de fallas y desconexiones imprevistas en subestaciones eléctricas producto de fallas ocultas en un 100% con la aplicación del análisis de desbalances, así también al lograr anticipar las fallas disminuimos las horas de indisponibilidad por mantenimiento correctivo no programado o emergencia a cero (0) horas de indisponibilidad, de esta manera se reduce la energía no suministrada, los pagos de compensaciones, gastos por actividades correctivas, gastos por reemplazo de equipos afectados y se minimiza los riesgos a la seguridad e integral del personal de campo.

- El implementar un plan de mantenimiento predictivo en base al análisis de desbalances de tensión y corriente genera ventaja beneficios anticipando y previniendo fallas ocultas y posibles colapsos sin la necesidad de estar desconectando los equipos para realizar pruebas optimizando así los costos de mantenimiento y garantizando la confiabilidad del sistema.

RECOMENDACIONES

- De los resultados del análisis de la investigación acerca del análisis de desbalance de tensión y corriente se recomienda ampliar la ampliación de la metodología del análisis de los desbalances de tensión bajo la norma NEMA e IEEE descrita en el presente trabajo de investigación a todas las celdas y subestaciones de propiedad de la empresa Red de Energía del Perú S.A., así también es viable para implementar en empresas del sector para prevenir y anticipar la presencia de fallas ocultas como la analizada y otras que se materialicen.
- Así también se sugiere realizar el análisis de desbalances de tensión con los valores de fase – tierra, esto para detectar de manera inmediata la fase observada, en nuestro caso se ha realizado con los valores de fase – fase.
- Se debe de revisar la estrategia de mantenimiento de los equipos de transformador de tensión y corriente.
- Para el presente trabajo el análisis de desbalances de tensión se ha realizado de manera manual con el uso de horas hombres, uso de Excel para las gráficas y analizando de manera visual, sin embargo se recomienda la implementación en la segunda etapa proceder a automatizar el proceso de monitoreo de desbalances de tensión y generando reportes en dashboard en línea o según sea la configuración de captura del equipo medidor con alarmas que lleguen al correo o celular cuando los desbalances ya sea de tensión o corriente superen los umbrales que sean acordado a nivel de empresa.
- Finalmente realizar el análisis de desbalances de corriente en una subestación considerando las tensiones de barra y equipos inductivos en una sola gráfica para anticipar algún evento o falla oculta comparando los valores de desbalances entre las celdas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Abril C., Palomino A., Sánchez J., “Manual para la integración de sistema de gestión”, 2006.
- [2] Aguilar bonifacio, Rocio y Hilario Pérez Julio Antonio, “Propuesta de mejora en la Gestión del Mantenimiento de Subestaciones de Transmisión de una empresa de Distribución de Energía Eléctrica”, 2015.
- [3] Alcantar Bazúa Luis Pedro, “Equipos Primarios de una subestación eléctrica (ANTOLOGÍA)
- [4] Alonso Fulgencio Arnulfo, “Operación y Mantenimiento de Equipo Primario en Subestaciones Eléctricas convencionales tipo industriales”, 2012.
- [5] Alvarez Julio, “Electrotecnia”, 2012.
- [6] Belak Lovro, Kitak Peter, Pihler Joze y Ribic Janez, “Maintenance Management of a Transmission Substation with Optimization”, 2021.
- [7] Chapman Stephen J., “Maquinas eléctricas – Quinta edición”, 2012.
- [8] COES, “Memoria Anual 2021”, 2021.
- [9] Comisión Electrotécnica Internacional - IEC, “Effects on Unbalanced Voltages on the Performance of Induction Motors – IEC 60034-26”, 1995.
- [10] Diaz Hernandez David de Jesús, “Mantenimiento preventivo a equipo primario en Subestaciones eléctricas de Alta Tensión.
- [11] Duvan Felipe Alvarado, “Plan de Mantenimiento de Subestaciones”, 2016.
- [12] Enciso Rimache Juan Carlos y Seminario Orrego Renzo Edilberto, “Propuesta de mejora en la gestión de activos basado en el modelo life cycle costing (LCC) para reducir fallas imprevistas en subestaciones eléctricas de transmisión de una empresa de distribución eléctrica”, 2021.
- [13] Fraile Mora Jesús, “Maquinas eléctricas – Quinta edición”, 2003.
- [14] Fuenmayor Edgar, “Calculando la frecuencia optima de mantenimiento o reemplazo preventivo”, 2017.
- [15] Garcia S., “Organización y Gestión Integral de Mantenimiento: Manual práctico para la implementación de sistemas de gestión avanzados de mantenimiento industrial”, 2003.
- [16] IEEE Power and Energy Society, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality – IEEE Std 1159TM -2019”, 2019.
- [17] Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, “Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality - IEEE Std 1159”, 1995.
- [18] ISA REP, “Diagramas unifilares y bases de datos enero”, 2023.
- [19] ISA REP, “Memoria Integrada 2021”, 2021.

- [20] J. D. Serna, E. Mario, and L. Patiño, "Manual de mantenimiento Preventivo, Predictivo-Correctivo para trabajos con tensión en Subestaciones y líneas CHEC," 2018.
- [21] Mimbela Jiménez Marcio y Ruiz Roldán Kernick, "Anuario estadístico de electricidad 2021", 2021.
- [22] MINEM, "Anuario estadístico de electricidad 2021", 2021.
- [23] National Equipment Manufacturer's Association - NEMA, "Motors and Generators", 1993.
- [24] Oliverio P., "Gestión de Mantenimiento Moderna del Mantenimiento Industrial", 2012.
- [25] Palacios P. Jairo A. y Quispe O. Enrique C., "Análisis de las Definiciones de Desequilibrio de Tensión y su Influencia con los Efectos en la Operación de Motores Trifásicos de Inducción", 2006.
- [26] Parra C. y Crespo A., "ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos", 2012.
- [27] PROINVERSION, "Acta de presentación de Ofertas y Buena Pro, Concursos de Proyectos Integrales para la entrega en concesión de los proyectos en 220 kV y 500 kV", 2019.
- [28] Región Central RAPE, "Caracterización de las Subestaciones Eléctricas de Transmisión y Distribución que hagan parte del SIN, del STR o del SDL Dentro de la región Central", 2018.
- [29] Reyes Rodriguez Oscar, "Metodología para la detección de fallas ocultas en los sistemas eléctricos de potencia", 2016.
- [30] Sánchez F., Pérez A., Sancho J. y Rodríguez J., "Mantenimiento mecánico de máquinas," 2006.
- [31] Souris J., "El mantenimiento, fuente de beneficios", 1992.
- [32] UPM, "Lineamientos para fortalecer la expansión del sistema de Transmisión Nacional", 2013.
- [33] Velasco E., "XXI Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica", 2016.
- [34] Villegas Mejia S.A., "Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión", 2003.

ANEXOS

ANEXO A: Matriz de Consistencia.....	1
ANEXO B: Datos de Transformadores de Tensión y Corriente.....	2
ANEXO C: Datos de Mantenimientos Preventivos Realizados	7
ANEXO D: Datos de Mantenimientos Correctivos Realizados	11

ANEXO A: Matriz de Consistencia

En la tabla 4.2 se muestra el resumen del trabajo de investigación en la matriz de consistencia lógica.

Título: “Análisis de los desbalances de tensión y corriente para predecir fallas en transformadores de medida y equipos en subestaciones eléctricas”

PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPOTESIS GENERAL	VARIABLES	INDICADORES	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DATOS
¿En qué medida los desbalances de tensión y corriente inciden negativamente en las fallas de los transformadores de medida y otros equipos en subestaciones eléctricas?	Analizar los desbalances tensión y corriente para predecir fallas en transformadores de medida y otros equipos en subestaciones eléctricas.	El análisis de los desbalances de tensión y corriente contribuirá a anticipar fallas en transformadores de medida y equipos en subestaciones eléctricas.	VI: Análisis de los desbalances de tensión y corriente. VD: Fallas en transformadores de medida y equipos en subestaciones eléctricas.	Voltaje promedio = V_{prom} Corriente promedio = I_{prom} Desbalance de tensión = $\%V$ Desbalance de corriente = $\%I$ Numero de fallas Horas de indisponibilidad por mantenimiento correctivo no programado	Encuestas no estructuradas Datos técnicos de los transformadores de medida de Chimbote 1 y Trujillo Norte Valores históricos de los parámetros eléctricos tomados de los medidores ION

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO B: Datos de Transformadores de Tensión y Corriente

ítem	Subestación	Código Celda	Tensión	Código equipo	Fase	Tipo	Código SAP	estado actual	Fabricante	Año de fabricación	Año instalación
1	REP SUBESTACIONES	REP BAJ	220 kV	Equipos	NA	TT	1038780	MONT NOAC	GEC ALSTHOM	1999	2000
2	REP SUBESTACIONES	REP PEN	220 kV	Equipos	NA	TT	1038781	MONT NOAC	GEC ALSTHOM	1999	2000
3	REP SUBESTACIONES	REP PEN	220 kV	Equipos	NA	TT	1038782	MONT NOAC	GEC ALSTHOM	1999	2000
4	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	220 kV	TT-356	S	TT	1038786	MONT	ARTECHE	1984	1986
5	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	220 kV	TT-356	R	TT	1038787	MONT	ARTECHE	1984	1986
6	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	220 kV	TT-356	T	TT	1038788	MONT	ARTECHE	1984	1986
7	Chimbote 1	CHIM220L2215	220 kV	TT-289	R	TT	1038832	MONT	TOSHIBA	1979	1980
8	Chimbote 1	CHIM220L2215	220 kV	TT-289	S	TT	1038833	MONT	TOSHIBA	1979	1980
9	Chimbote 1	CHIM220L2215	220 kV	TT-289	T	TT	1038834	MONT	TOSHIBA	1979	1980
10	Chimbote 1	CHIM220CTR11	220 kV	TT-290	S	TT	1038836	MONT	TOSHIBA	1979	1980
11	Chimbote 1	CHIM220L2233	220 kV	TT-355	R	TT	1038838	MONT	ALSTOM	1999	2000
12	Chimbote 1	CHIM220L2233	220 kV	TT-355	S	TT	1038839	MONT	ALSTOM	1999	2000
13	Chimbote 1	CHIM220L2233	220 kV	TT-355	T	TT	1038840	MONT	ALSTOM	1999	2000
14	REP SUBESTACIONES	REP BAJ	220 kV	Equipos	NA	TT	1038841	MONT NOAC	ALSTOM	1999	2000
15	REP SUBESTACIONES	REP BAJ	220 kV	Equipos	NA	TT	1038842	MONT NOAC	ALSTOM	1999	2000
16	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	220 kV	TC-319	S	TC	1040016	MONT	ARTECHE	1984	1986
17	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	220 kV	TC-319	T	TC	1040017	MONT	ARTECHE	1984	1986
18	Trujillo Norte	TRUJ220CAC01	220 kV	TC-318	R	TC	1040018	MONT	ARTECHE	2011	1986

ítem	Subestación	Código Celda	Tensión	Código equipo	Fase	Tipo	Código SAP	estado actual	Fabricante	Año de fabricación	Año instalación
19	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	220 kV	TC-317	R	TC	1040021	MONT	ARTECHE	1984	1986
20	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	220 kV	TC-317	S	TC	1040022	MONT	ARTECHE	1984	1986
21	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	220 kV	TC-317	T	TC	1040023	MONT	ARTECHE	1984	1986
22	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	220 kV	TC-443	R	TC	1040024	MONT	GEC ALSTHOM	1998	1986
23	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	220 kV	TC-443	S	TC	1040025	MONT	GEC ALSTHOM	1998	1986
24	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	220 kV	TC-443	T	TC	1040026	MONT	GEC ALSTHOM	1998	1986
25	Chimbote 1	CHIM220I2198	220 kV	TC-435	R	TC	1040086	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
26	Chimbote 1	CHIM220I2198	220 kV	TC-435	S	TC	1040087	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
27	Chimbote 1	CHIM220I2198	220 kV	TC-435	T	TC	1040088	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
28	Chimbote 1	CHIM220I2198	220 kV	TC-344	R	TC	1040089	MONT	ARTECHE	1984	1986
29	Chimbote 1	CHIM220I2198	220 kV	TC-344	S	TC	1040090	MONT	ARTECHE	1984	1986
30	Chimbote 1	CHIM220I2198	220 kV	TC-344	T	TC	1040091	MONT	ARTECHE	1984	1986
31	Chimbote 1	CHIM220I2368	220 kV	TC-436	R	TC	1040092	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
32	Chimbote 1	CHIM220I2368	220 kV	TC-436	S	TC	1040093	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
33	Chimbote 1	CHIM220I2368	220 kV	TC-436	T	TC	1040094	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
34	Chimbote 1	CHIM220I2368	220 kV	TC-437	R	TC	1040095	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
35	Chimbote 1	CHIM220I2368	220 kV	TC-437	S	TC	1040096	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
36	Chimbote 1	CHIM220I2368	220 kV	TC-437	T	TC	1040097	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
37	Chimbote 1	CHIM220I2202	220 kV	TC-347	R	TC	1040098	MONT	ARTECHE	1984	1986
38	Chimbote 1	CHIM220I2202	220 kV	TC-347	S	TC	1040099	MONT	ARTECHE	1984	1986
39	Chimbote 1	CHIM220I2202	220 kV	TC-347	T	TC	1040100	MONT	ARTECHE	1984	1986
40	Chimbote 1	CHIM220I2202	220 kV	TC-438	R	TC	1040101	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
41	Chimbote 1	CHIM220I2202	220 kV	TC-438	S	TC	1040102	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
42	Chimbote 1	CHIM220I2202	220 kV	TC-438	T	TC	1040103	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
43	Chimbote 1	CHIM220I2370	220 kV	TC-439	R	TC	1040104	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000

ítem	Subestación	Código Celda	Tensión	Código equipo	Fase	Tipo	Código SAP	estado actual	Fabricante	Año de fabricación	Año instalación
44	Chimbote 1	CHIM220I2370	220 kV	TC-439	S	TC	1040105	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
45	Chimbote 1	CHIM220I2370	220 kV	TC-439	T	TC	1040106	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
46	Chimbote 1	CHIM220I2370	220 kV	TC-440	R	TC	1040107	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
47	Chimbote 1	CHIM220I2370	220 kV	TC-440	S	TC	1040108	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
48	Chimbote 1	CHIM220I2370	220 kV	TC-440	T	TC	1040109	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
49	Chimbote 1	CHIM220I2372	220 kV	TC-441	R	TC	1040110	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
50	Chimbote 1	CHIM220I2372	220 kV	TC-441	S	TC	1040111	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
51	Chimbote 1	CHIM220I2372	220 kV	TC-441	T	TC	1040112	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
52	Chimbote 1	CHIM220I2372	220 kV	TC-442	R	TC	1040113	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
53	Chimbote 1	CHIM220I2372	220 kV	TC-442	S	TC	1040114	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
54	Chimbote 1	CHIM220I2372	220 kV	TC-442	T	TC	1040115	MONT	GEC ALSTHOM	1998	2000
55	Chimbote 1	CHIM220I2552	220 kV	TC-2484	R	TC	1044953	MONT	ARTECHE	2007	2008
56	Chimbote 1	CHIM220I2552	220 kV	TC-2484	S	TC	1044954	MONT	ARTECHE	2007	2008
57	Chimbote 1	CHIM220I2552	220 kV	TC-2484	T	TC	1044955	MONT	ARTECHE	2007	2008
58	Chimbote 1	CHIM220L2216	220 kV	TT-2437	R	TT	1044956	MONT	RITZ	2007	2008
59	Chimbote 1	CHIM220L2216	221 kV	TT-2437	S	TT	1044957	MONT	RITZ	2007	2008
60	Chimbote 1	CHIM220L2216	222 kV	TT-2437	T	TT	1044958	MONT	RITZ	2007	2008
61	Chimbote 1	CHIM220I2552	223 kV	TC-2488	S	TC	1044969	MONT	ARTECHE	2007	2008
62	Chimbote 1	CHIM220I2552	224 kV	TC-2488	T	TC	1044970	MONT	ARTECHE	2007	2008
63	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	225 kV	TT-2525	R	TT	1052234	MONT	ARTECHE	2011	2012
64	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	226 kV	TT-2525	S	TT	1052235	MONT	ARTECHE	2011	2012
65	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	227 kV	TT-2525	T	TT	1052236	MONT	ARTECHE	2011	2012
66	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	228 kV	TC-2595	R	TC	1052238	MONT	ARTECHE	2011	2012
67	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	229 kV	TC-2595	S	TC	1052239	MONT	ARTECHE	2011	2012
68	Chimbote 1	CHIM220CBARA	230 kV	TT-291	S	TT	1052794	MONT	PASSONI VILLA	2000	2015

ítem	Subestación	Código Celda	Tensión	Código equipo	Fase	Tipo	Código SAP	estado actual	Fabricante	Año de fabricación	Año instalación
69	Chimbote 1	CHIM220CBARA	231 kV	TT-291	T	TT	1052795	MONT	PASSONI VILLA	2000	2015
70	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	232 kV	TC-319	R	TC	1055596	MONT	ARTECHE	1985	2013
71	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	233 kV	TC-2595	T	TC	1055597	MONT	ARTECHE	2011	2013
72	Trujillo Norte	TRUJ220CAC01	234 kV	TC-318	S	TC	1060835	MONT	TRENCH	2012	2014
73	Trujillo Norte	TRUJ220CAC01	235 kV	TC-318	T	TC	1060836	MONT	TRENCH	2012	2014
74	Chimbote 1	CHIM220CBARA	236 kV	TT-291	R	TT	1062030	MONT	ARTECHE	2011	2015
75	Chimbote 1	CHIM220I2200	237 kV	TC-345	R	TC	1063875	MONT	TOSHIBA	1979	1981
76	Chimbote 1	CHIM220I2200	238 kV	TC-345	S	TC	1063876	MONT	TOSHIBA	1979	1981
77	Chimbote 1	CHIM220I2200	239 kV	TC-345	T	TC	1063877	MONT	TOSHIBA	1979	1981
78	Chimbote 1	CHIM220I2200	240 kV	TC-346	R	TC	1063878	MONT	TOSHIBA	1979	1981
79	Chimbote 1	CHIM220I2200	241 kV	TC-346	S	TC	1063879	MONT	TOSHIBA	1979	1981
80	Chimbote 1	CHIM220I2200	242 kV	TC-346	T	TC	1063880	MONT	TOSHIBA	1979	1981
81	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	243 kV	TT-274	R	TT	1070750	MONT	ABB	2017	2018
82	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	244 kV	TT-274	S	TT	1070751	MONT	ABB	2017	2018
83	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	245 kV	TT-274	T	TT	1070752	MONT	ABB	2017	2018
84	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	246 kV	TT-275	R	TT	1070753	MONT	ABB	2017	2018
85	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	247 kV	TT-275	S	TT	1070754	MONT	ABB	2017	2018
86	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	248 kV	TT-275	T	TT	1070755	MONT	ABB	2017	2018
87	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	249 kV	TT-272	R	TT	1073524	MONT	GENERAL ELECTRIC	2019	2020
88	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	250 kV	TT-272	S	TT	1073525	MONT	GENERAL ELECTRIC	2019	2020
89	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	251 kV	TT-272	T	TT	1073526	MONT	GENERAL ELECTRIC	2019	2020

ítem	Subestación	Código Celda	Tensión	Código equipo	Fase	Tipo	Código SAP	estado actual	Fabricante	Año de fabricación	Año instalación
90	Trujillo Norte	TRUJ220CBARB	252 kV	TT-273	R	TT	1073527	MONT	GENERAL ELECTRIC	2019	2020
91	Trujillo Norte	TRUJ220CBARB	253 kV	TT-273	S	TT	1073528	MONT	GENERAL ELECTRIC	2019	2020
92	Trujillo Norte	TRUJ220CBARB	253 kV	TT-273	T	TT	1073529	MONT	GENERAL ELECTRIC	2019	2020
93	Chimbote 1	CHIM220L2232	253 kV	TT-292	R	TT	1073723	MONT	GENERAL ELECTRIC	2019	2020
94	Chimbote 1	CHIM220L2232	253 kV	TT-292	T	TT	1073724	MONT	GENERAL ELECTRIC	2019	2020
95	Chimbote 1	CHIM220L2232	253 kV	TT-292	S	TT	1073725	MONT	GENERAL ELECTRIC	2019	2020
96	Chimbote 1	CHIM220I2552	253 kV	TC-2488	R	TC	1075765	MONT	ARTECHE	2011	2021

ANEXO C: Datos de Mantenimientos Preventivos Realizados

Ítem	Aviso	Subestación	Código Celda	Equipo	Tipo	Descripción de la actividad de mantenimiento	Fecha de mantenimiento
1	226758	Chimbote 1	CHIM220L2233	TT-355	TT	MP 6A CHIM220L2233	29/05/2011
2	226759	Chimbote 1	CHIM220L2233	TT-355	TT	MP 6A CHIM220L2233	29/05/2011
3	234950	Chimbote 1	CHIM220L2233	TT-355	TT	MP 6A CHIM220L2233	29/05/2011
4	237083	Chimbote 1	CHIM220L2215	TT-289	TT	MP 6A CHIM220L2215	12/06/2011
5	237084	Chimbote 1	CHIM220L2215	TT-289	TT	MP 6A CHIM220L2215	12/06/2011
6	237085	Chimbote 1	CHIM220L2215	TT-289	TT	MP 6A CHIM220L2215	12/06/2011
7	234995	Chimbote 1	CHIM220CTR11	TT-290	TT	MP 6A CHIM220CTR11	24/07/2011
8	234996	Chimbote 1	CHIM220CTR11	TT-290	TT	MP 6A CHIM220CTR11	24/07/2011
9	234997	Chimbote 1	CHIM220CTR11	TT-290	TT	MP 6A CHIM220CTR11	24/07/2011
10	244896	Chimbote 1	CHIM220L2232	TT-292	TT	MP 6A CHIM220 L2232	31/07/2011
11	244897	Chimbote 1	CHIM220L2232	TT-292	TT	MP 6A CHIM220 L2232	31/07/2011
12	244898	Chimbote 1	CHIM220L2232	TT-292	TT	MP 6A CHIM220 L2232	31/07/2011
13	262887	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TT-356	TT	MP 6A TRUJ220L2234 EPA	29/04/2012
14	262888	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TT-356	TT	MP 6A TRUJ220L2234 EPA	29/04/2012
15	262889	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TT-356	TT	MP 6A TRUJ220L2234 EPA	29/04/2012
16	262885	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TC-443	TC	MP 6A TRUJ220L2234 EPA	29/04/2012
17	262886	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TC-443	TC	MP 6A TRUJ220L2234 EPA	29/04/2012
18	262884	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TC-443	TC	MP 6A TRUJ220L2234 EPA	28/05/2012
19	262336	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	TT-272	TT	MP 6A TRUJ220CBARA EPA	25/08/2012
20	262337	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	TT-272	TT	MP 6A TRUJ220CBARA EPA	25/08/2012
21	262338	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	TT-272	TT	MP 6A TRUJ220CBARA EPA	25/08/2012
22	262339	Trujillo Norte	TRUJ220CBARB	TT-273	TT	MP 6A TRUJ220CBARB EPA	26/08/2012
23	262340	Trujillo Norte	TRUJ220CBARB	TT-273	TT	MP 6A TRUJ220CBARB EPA	26/08/2012
24	262341	Trujillo Norte	TRUJ220CBARB	TT-273	TT	MP 6A TRUJ220CBARB EPA	26/08/2012

Ítem	Aviso	Subestación	Código Celda	Equipo	Tipo	Descripción de la actividad de mantenimiento	Fecha de mantenimiento
25	262867	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TT-275	TT	MP 6A TRUJ220L2232 EPA	23/09/2012
26	262868	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TT-275	TT	MP 6A TRUJ220L2232 EPA	23/09/2012
27	262869	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TT-275	TT	MP 6A TRUJ220L2232 EPA	23/09/2012
28	262864	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TC-319	TC	MP 6A TRUJ220L2232 EPA	23/09/2012
29	262865	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TC-319	TC	MP 6A TRUJ220L2232 EPA	23/09/2012
30	262866	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TC-319	TC	MP 6A TRUJ220L2232 EPA	23/09/2012
31	262877	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	TT-274	TT	MP 6A TRUJ220L2233 EPA	23/10/2012
32	262878	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	TT-274	TT	MP 6A TRUJ220L2233 EPA	23/10/2012
33	262879	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	TT-274	TT	MP 6A TRUJ220L2233 EPA	23/10/2012
34	262874	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	TC-317	TC	MP 6A TRUJ220L2233 EPA	23/10/2012
35	262875	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	TC-317	TC	MP 6A TRUJ220L2233 EPA	23/10/2012
36	262876	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	TC-317	TC	MP 6A TRUJ220L2233 EPA	23/10/2012
37	303634	Chimbote 1	CHIM220I2368	TC-436	TC	MP 6A CHIM220I2368 EPA	06/05/2013
38	303635	Chimbote 1	CHIM220I2368	TC-436	TC	MP 6A CHIM220I2368 EPA	06/05/2013
39	303636	Chimbote 1	CHIM220I2368	TC-436	TC	MP 6A CHIM220I2368 EPA	06/05/2013
40	303637	Chimbote 1	CHIM220I2368	TC-437	TC	MP 6A CHIM220I2368 EPA	06/05/2013
41	303638	Chimbote 1	CHIM220I2368	TC-437	TC	MP 6A CHIM220I2368 EPA	06/05/2013
42	303639	Chimbote 1	CHIM220I2368	TC-437	TC	MP 6A CHIM220I2368 EPA	06/05/2013
43	303627	Chimbote 1	CHIM220I2198	TC-435	TC	MP 6A CHIM220I2198 EPA	08/05/2013
44	303628	Chimbote 1	CHIM220I2198	TC-435	TC	MP 6A CHIM220I2198 EPA	08/05/2013
45	303629	Chimbote 1	CHIM220I2198	TC-435	TC	MP 6A CHIM220I2198 EPA	08/05/2013
46	303630	Chimbote 1	CHIM220I2198	TC-344	TC	MP 6A CHIM220I2198 EPA	08/05/2013
47	303631	Chimbote 1	CHIM220I2198	TC-344	TC	MP 6A CHIM220I2198 EPA	08/05/2013
48	303632	Chimbote 1	CHIM220I2198	TC-344	TC	MP 6A CHIM220I2198 EPA	08/05/2013
49	303773	Chimbote 1	CHIM220CBARA	TT-291	TT	MP 6A CHIM220CBARA EPA	10/05/2013
50	303774	Chimbote 1	CHIM220CBARA	TT-291	TT	MP 6A CHIM220CBARA EPA	10/05/2013

Ítem	Aviso	Subestación	Código Celda	Equipo	Tipo	Descripción de la actividad de mantenimiento	Fecha de mantenimiento
51	303775	Chimbote 1	CHIM220CBARA	TT-291	TT	MP 6A CHIM220CBARA EPA	10/05/2013
52	303984	Chimbote 1	CHIM220L2233	TT-355	TT	MP 6A CHIM220L2233 EPA	14/05/2013
53	303985	Chimbote 1	CHIM220L2233	TT-355	TT	MP 6A CHIM220L2233 EPA	14/05/2013
54	303986	Chimbote 1	CHIM220L2233	TT-355	TT	MP 6A CHIM220L2233 EPA	14/05/2013
55	303703	Chimbote 1	CHIM220I2552	TC-2484	TC	MP 6A CHIM220I2552 EPA	21/08/2013
56	303704	Chimbote 1	CHIM220I2552	TC-2484	TC	MP 6A CHIM220I2552 EPA	21/08/2013
57	303705	Chimbote 1	CHIM220I2552	TC-2484	TC	MP 6A CHIM220I2552 EPA	21/08/2013
58	303706	Chimbote 1	CHIM220I2552	TC-2488	TC	MP 6A CHIM220I2552 EPA	21/08/2013
59	303707	Chimbote 1	CHIM220I2552	TC-2488	TC	MP 6A CHIM220I2552 EPA	21/08/2013
60	303708	Chimbote 1	CHIM220I2552	TC-2488	TC	MP 6A CHIM220I2552 EPA	21/08/2013
61	303649	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-347	TC	MP 6A CHIM220I2202 EPA	11/11/2013
62	303650	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-347	TC	MP 6A CHIM220I2202 EPA	11/11/2013
63	303651	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-347	TC	MP 6A CHIM220I2202 EPA	11/11/2013
64	303652	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-438	TC	MP 6A CHIM220I2202 EPA	11/11/2013
65	303653	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-438	TC	MP 6A CHIM220I2202 EPA	11/11/2013
66	303654	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-438	TC	MP 6A CHIM220I2202 EPA	11/11/2013
67	303656	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-439	TC	MP 6A CHIM220I2370 EPA	12/11/2013
68	303657	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-439	TC	MP 6A CHIM220I2370 EPA	12/11/2013
69	303658	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-439	TC	MP 6A CHIM220I2370 EPA	12/11/2013
70	303659	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-440	TC	MP 6A CHIM220I2370 EPA	12/11/2013
71	303660	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-440	TC	MP 6A CHIM220I2370 EPA	12/11/2013
72	303661	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-440	TC	MP 6A CHIM220I2370 EPA	12/11/2013
73	303642	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-441	TC	MP 6A CHIM220I2372 EPA	14/11/2013
74	303643	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-441	TC	MP 6A CHIM220I2372 EPA	14/11/2013
75	303644	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-441	TC	MP 6A CHIM220I2372 EPA	14/11/2013
76	303645	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-442	TC	MP 6A CHIM220I2372 EPA	14/11/2013

Ítem	Aviso	Subestación	Código Celda	Equipo	Tipo	Descripción de la actividad de mantenimiento	Fecha de mantenimiento
77	303646	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-442	TC	MP 6A CHIM220I2372 EPA	14/11/2013
78	303647	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-442	TC	MP 6A CHIM220I2372 EPA	14/11/2013
79	304010	Chimbote 1	CHIM220L2216	TT-2437	TT	MP 6A CHIM220L2216 EPA	15/11/2013
80	304011	Chimbote 1	CHIM220L2216	TT-2437	TT	MP 6A CHIM220L2216 EPA	15/11/2013
81	304012	Chimbote 1	CHIM220L2216	TT-2437	TT	MP 6A CHIM220L2216 EPA	15/11/2013
82	304018	Chimbote 1	CHIM220L2232	TT-292	TT	MP 6A CHIM220L2232 EPA	16/11/2013
83	304019	Chimbote 1	CHIM220L2232	TT-292	TT	MP 6A CHIM220L2232 EPA	16/11/2013
84	304020	Chimbote 1	CHIM220L2232	TT-292	TT	MP 6A CHIM220L2232 EPA	16/11/2013
85	304040	Chimbote 1	CHIM220L2215	TT-289	TT	MP 6A CHIM220L2215 EPA	18/11/2013
86	304041	Chimbote 1	CHIM220L2215	TT-289	TT	MP 6A CHIM220L2215 EPA	18/11/2013
87	304042	Chimbote 1	CHIM220L2215	TT-289	TT	MP 6A CHIM220L2215 EPA	18/11/2013
88	303751	Chimbote 1	CHIM220CTR11	TT-290	TT	MP 6A CHIM220CTR11 EPA	10/12/2013

ANEXO D: Datos de Mantenimientos Correctivos Realizados

ítem	Aviso	Subestación	Código Celda	Equipo	Tipo	Fase	Descripción de la actividad de mantenimiento	Fecha de mantenimiento
1	249899	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-438	TC	S	Reparar punto caliente en interruptor	14/12/2011
2	297337	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	TC-317	TC	R	corrección anomalía térmica TC-317 fase "R"	07/11/2012
3	324569	Chimbote 1	CHIM220I2198	TC-344	TC	T	Siliconado TC por pruebas factor potencia	26/06/2013
4	322361	Chimbote 1	CHIM220I2198	TC-344	TC	T	Repetir prueba % FP	26/06/2013
5	323242	Chimbote 1	CHIM220L2233	TT-355	TT	R	Tratar y pintar cajetín corroído TT-355	16/08/2013
6	323243	Chimbote 1	CHIM220L2233	TT-355	TT	S	Tratar y pintar cajetín corroído TT-355	16/08/2013
7	323244	Chimbote 1	CHIM220L2233	TT-355	TT	T	Tratar y pintar cajetín corroído TT-355	16/08/2013
8	333304	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TC-2595	TC	R	Realizar pruebas eléctricas	01/09/2013
9	333303	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TC-2595	TC	S	Realizar pruebas eléctricas	01/09/2013
10	332965	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TC-2595	TC	T	Realizar pruebas eléctricas	01/09/2013
11	323174	Chimbote 1	CHIM220CBARB	TT-354	TT	R	Tratar y pintar cajetín corroído TT-354	09/10/2013
12	323176	Chimbote 1	CHIM220CBARB	TT-354	TT	S	Tratar y pintar cajetín corroído TT-354	09/10/2013
13	321220	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TC-319	TC	R	Montar transformador corriente fase R	06/06/2014
14	454695	Chimbote 1	CHIM220CBARB	TT-354	TT	R	revisar caja de conexiones del secundario	21/01/2015
15	392412	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TC-443	TC	S	Pintar caja agrupamiento por corrosión	18/06/2015
16	392429	Trujillo Norte	TRUJ220L2233	TC-317	TC	S	Cambiar empaquetadura de caja agrupamiento	26/06/2015
17	390617	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TT-2525	TT	S	Pintar caja agrupamiento por corrosión	27/06/2015
18	665847	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	TT-272	TT	S	Renovar silicona por contaminación G3	11/08/2015
19	706643	Chimbote 1	CHIM220CBARA	TT-291	TT	S	MONTAJE NUEVO TT.291 FASE "S"	17/09/2015
20	706644	Chimbote 1	CHIM220CBARA	TT-291	TT	T	MONTAJE NUEVO TT.291	17/09/2015
21	706642	Chimbote 1	CHIM220CBARA	TT-291	TT	R	MONTAJE NUEVO TT.291	17/09/2015
22	617572	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TT-356	TT	S	Corregir hermeticidad de caja de agrupamiento	19/11/2015
23	617591	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TC-319	TC	S	Corregir hermeticidad de caja agrupamiento	19/11/2015

ítem	Aviso	Subestación	Código Celda	Equipo	Tipo	Fase	Descripción de la actividad de mantenimiento	Fecha de mantenimiento
24	617569	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TC-443	TC	S	Corregir hermeticidad de caja de agrupamiento	19/11/2015
25	519796	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TT-2525	TT	S	Corregir hermeticidad de caja de agrupamiento	19/11/2015
26	617580	Trujillo Norte	TRUJ220CAC01	TC-318	TC	S	Corregir hermeticidad de caja agrupamiento	19/11/2015
27	519803	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TC-2595	TC	S	Reparar sistema de iluminación	21/12/2015
28	519804	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TC-2595	TC	S	Revisar resistencia de calefacción	21/12/2015
29	729119	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TC-443	TC	R	Cambiar visor de nivel de aceite de TC	13/09/2016
30	729122	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TC-443	TC	S	Cambiar visor de nivel de aceite de TC	13/09/2016
31	729124	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TC-443	TC	T	Cambiar visor de nivel de aceite de TC	13/09/2016
32	617545	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	TT-272	TT	S	Reparar caja de agrupamiento perforado	21/09/2016
33	887816	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TC-319	TC	S	Recuperar Caja agrupamiento TC-319(S)	07/03/2017
34	865139	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-441	TC	S	Reparar caja de agrupamiento corroída	06/04/2017
35	865147	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-442	TC	S	Reparar caja de agrupamiento corroída	06/04/2017
36	920401	Chimbote 1	CHIM220I2198	TC-435	TC	S	Reparar caja de agrupamiento corroída	09/05/2017
37	882396	Chimbote 1	CHIM220I2368	TC-436	TC	S	Reparar caja de agrupamiento corroída	10/05/2017
38	887822	Trujillo Norte	TRUJ220CAC01	TC-318	TC	S	Pintar caja de agrupamiento TC-318(S)	20/06/2017
39	887823	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TT-356	TT	S	Pintar caja de agrupamiento TT-356(S)	16/08/2017
40	5011266	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TT-2525	TT	R	Desmontar accesorio trampa de onda	11/10/2017
41	959375	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TC-2595	TC	S	Revisar resumen de aceite TC-2595 Fase S	15/11/2017
42	959412	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TC-2595	TC	T	Revisar resumen de aceite TC-2595 Fase T	15/11/2017
43	5000000381	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-441	TC	R	Corregir resumen de aceite	10/01/2018
44	5000000427	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-441	TC	S	Corregir resumen de aceite	10/01/2018
45	5000000429	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-441	TC	T	Corregir resumen de aceite	10/01/2018
46	5000001148	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-438	TC	T	Corregir resumen de aceite	12/01/2018
47	5000001142	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-439	TC	S	Corregir resumen de aceite	12/01/2018
48	963592	Chimbote 1	CHIM220CBARA	TT-291	TT	S	Reparar y hermetizar caja TT-291	22/01/2018

ítem	Aviso	Subestación	Código Celda	Equipo	Tipo	Fase	Descripción de la actividad de mantenimiento	Fecha de mantenimiento
49	963364	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-438	TC	S	Reparar caja de agrupamiento corroída	25/01/2018
50	963322	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-439	TC	S	Reparar caja de agrupamiento corroída	25/01/2018
51	963367	Chimbote 1	CHIM220L2233	TT-355	TT	R	Reparar y hermetizar cajas	22/02/2018
52	5023597	Chimbote 1	CHIM220I2368	TC-437	TC	S	Reparar caja corroída y hermetizar	06/03/2018
53	5025786	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TT-2525	TT	R	REINSTALAR DESCARGADOR DE TT	17/05/2018
54	5257241	Chimbote 1	CHIM220I2198	TC-344	TC	T	Revisar diafragma por mancha de aceite	20/06/2018
55	5440138	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TT-275	TT	S	Corregir conexión de cable Onda Portador	28/11/2018
56	5420520	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TC-2595	TC	R	Evaluar resumen de aceite TC-2595 (R)	03/12/2018
57	5026239	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-440	TC	R	Corregir fuga de aceite	04/12/2018
58	5438462	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TC-2595	TC	S	Revisar resumen aceite TC-2595 fase S	30/03/2019
59	5440057	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TC-319	TC	S	corregir anomalía térmica borne TC-319	10/05/2019
60	5440065	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TC-319	TC	T	corregir anomalía térmica borne TC-319	10/05/2019
61	5440063	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TC-319	TC	S	corregir anomalía térmica borne TC-319	31/12/2019
62	5505755	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-441	TC	R	Corregir punto caliente TC-441 fase R	06/05/2020
63	5498607	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	TT-272	TT	R	POA - Desmontar TT272 R	21/10/2020
64	5498608	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	TT-272	TT	S	POA - Desmontar TT272 S	21/10/2020
65	5498609	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	TT-272	TT	T	POA - Desmontar TT272 T	21/10/2020
66	5498692	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	TT-272	TT	R	POA - Montar TT272 R	21/10/2020
67	5498693	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	TT-272	TT	S	POA - Montar TT272 S	21/10/2020
68	5498694	Trujillo Norte	TRUJ220CBARA	TT-272	TT	T	POA - Montar TT272 T	21/10/2020
69	5498698	Trujillo Norte	TRUJ220CBARB	TT-273	TT	R	POA - Montar TT273 R	22/10/2020
70	5498699	Trujillo Norte	TRUJ220CBARB	TT-273	TT	S	POA - Montar TT273 S	22/10/2020
71	5498700	Trujillo Norte	TRUJ220CBARB	TT-273	TT	T	POA - Montar TT273 T	22/10/2020
72	5509400	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TC-2595	TC	R	corregir resumen aceite TC-2595 fase R	25/11/2020
73	5509401	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TC-2595	TC	S	corregir resumen aceite TC-2595 fase S	25/11/2020

ítem	Aviso	Subestación	Código Celda	Equipo	Tipo	Fase	Descripción de la actividad de mantenimiento	Fecha de mantenimiento
74	5509402	Trujillo Norte	TRUJ220L2235	TC-2595	TC	T	corregir resumen aceite TC-2595 fase T	25/11/2020
75	5498586	Chimbote 1	CHIM220L2232	TT-292	TT	R	POA - Montar TT292 R	13/12/2020
76	5498592	Chimbote 1	CHIM220L2232	TT-292	TT	T	POA - Montar TT292 T	13/12/2020
77	5498589	Chimbote 1	CHIM220L2232	TT-292	TT	S	POA - Montar TT292 S	13/12/2020
78	983328	Chimbote 1	CHIM220I2552	TC-2488	TC	R	Platina fundida lado primario TC-2488	14/05/2021
79	5545599	Trujillo Norte	TRUJ220L2232	TT-275	TT	R	Anomalia térmica TT 2275 L 2232 TRUJ	12/09/2021
80	5550519	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-441	TC	S	Resumen aceite caja bornes secundario	17/09/2021
81	5550516	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-441	TC	T	Resumen aceite caja bornes secundario	17/09/2021
82	5581755	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TT-356	TT	R	Cambio de acometidas TT-356 R	27/02/2022
83	5581752	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TT-356	TT	R	TT-356 fase R quemado	27/02/2022
84	5583104	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TT-356	TT	S	C1 TT-356 S fallado	20/03/2022
85	5583105	Trujillo Norte	TRUJ220L2234	TT-356	TT	T	C1 TT-356 T fallado	20/03/2022
86	5591677	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-438	TC	R	REVISIÓN N2 TC438 R	24/05/2022
87	5591678	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-438	TC	S	REVISIÓN N2 TC438 S	24/05/2022
88	5591679	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-438	TC	T	REVISIÓN N2 TC438 T	24/05/2022
89	5591672	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-440	TC	R	REVISIÓN N2 TC440 R	25/05/2022
90	5591675	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-440	TC	S	REVISIÓN N2 TC440 S	25/05/2022
91	5591676	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-440	TC	T	REVISIÓN N2 TC440 T	25/05/2022
92	5623761	Chimbote 1	CHIM220I2552	TC-2488	TC	T	Punto caliente en circuito de corriente	15/02/2023
93	5627045	Chimbote 1	CHIM220CBARB	TT-354	TT	R	Desmontar TT - 356 R	10/03/2023
94	5626947	Chimbote 1	CHIM220CBARB	TT-354	TT	S	Desviación de relación TT-354 S	10/03/2023
95	5606505	Chimbote 1	CHIM220I2202	TC-438	TC	T	FUGA DE ACEITE DEL TC-438 FASE T	21/03/2023
96	5606536	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-439	TC	R	FUGA DE ACEITE DEL TC-439	23/03/2023
97	5606541	Chimbote 1	CHIM220I2370	TC-439	TC	S	FUGA DE ACEITE DEL TC-439 FASE S	23/03/2023
98	5606525	Chimbote 1	CHIM220I2198	TC-435	TC	S	FUGA DE ACEITE DEL TC-435	24/03/2023

ítem	Aviso	Subestación	Código Celda	Equipo	Tipo	Fase	Descripción de la actividad de mantenimiento	Fecha de mantenimiento
99	5606530	Chimbote 1	CHIM220I2198	TC-435	TC	T	FUGA DE ACEITE DEL TC-435	24/03/2023
100	5606465	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-442	TC	R	FUGA DE ACEITE DEL TC-442	25/03/2023
101	5606489	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-442	TC	S	FUGA DE ACEITE DEL TC-442 FASE S	25/03/2023
102	5606501	Chimbote 1	CHIM220I2372	TC-442	TC	T	FUGA DE ACEITE DEL TC-442 FASE T	25/03/2023