

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA



**“ANÁLISIS Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA EVITAR AVERÍAS
EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE 5 KVA A CAUSA DE
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL DISTRITO DE DESAGUADERO”**

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. BENEDICTO GUALBERTO HUANCOLLO HUANCOLLO

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2018

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



“ANÁLISIS Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA EVITAR AVERÍAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE 5 kVA A CAUSA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL DISTRITO DE DESAGUADERO”

TESIS PRESENTADO POR:
BENEDICTO GUALBERTO HUANCOLLO HUANCOLLO

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 25-10-2018

APROBADO POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE

: 
M. Sc. MARIO MAMANI PAMPA

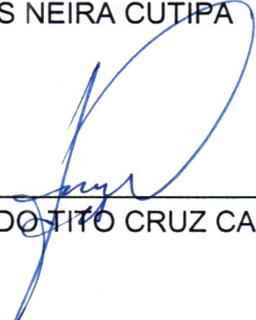
PRIMER MIEMBRO

: 
M. Sc. JOSE MANUEL RAMOS CUTIPA

SEGUNDO MIEMBRO

: 
Ing. OMAR LUIS NEIRA CUTIPA

DIRECTOR DE TESIS

: 
M. Sc. ARMANDO TITO CRUZ CABRERA

Área: Eléctrica

Tema: Análisis y Alternativas de Solución

DEDICATORIA

Esta tesis la dedico a mis padres que estuvieron siempre a mi lado, brindándome su mano amiga dándome a cada instante una palabra de aliento para culminar mi profesión, por ser un ejemplo a seguir, a mi hermano y hermana que fueron fuente de luz y alegría, a mi esposa y a mis hijos quienes junto a mis padres vivo hermosos y bellos momentos día a día.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS, gracias señor por permitirme terminar una carrera profesional, por darme la luz que ilumino mi camino, logrando una meta más en mi vida.

A mis padres, Dionicio Huancollo Mogrovejo y Martina Huancollo Ambrocio, un agradecimiento infinito, por haberme dado todo el cariño y ternura del mundo, ya que nunca alcanzare a pagar sus desvelos, gracias por haber sacrificado gran parte de su vida apoyándome en los momentos cuando más lo necesitaba.

A mis queridos hermanos, Sergio y Vilma, por todos los momentos felices que pasamos juntos, por sus consejos, palabras de aliento y el estímulo para este trabajo.

A mi amada compañera y amiga Carmen Miranda Surco, por ser comprensiva y dulce, gracias amor por estar conmigo y depositar toda tu confianza en mí.

A mis dos amados hijos, Carlos y Fiorella agradezco sus sorprendentes y maduros consejos, siendo ustedes la motivación de mi vida para salir adelante, logrando con ello la formación de esta tesis.

A mis amigos y compañeros de trabajo, con los que comparto gratos momentos y a todas las personas que directa o indirectamente me ayudaron en este trabajo.

Benedicto.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	13
ABSTRACT.....	14
1. CAPITULO I	15
1.1. INTRODUCCIÓN.....	15
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.2.1. PROBLEMA GENERAL.....	17
1.2.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS.....	17
1.3. JUSTIFICACION.....	18
1.4. HIPOTESIS.....	18
1.4.1. HIPÓTESIS GENERAL	18
1.4.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS.....	18
1.5. OBJETIVOS	19
1.5.1. OBJETIVO GENERAL	19
1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
2. CAPITULO II	20
2.1. REVISIÓN DE LITERATURA	20
2.2. ANTECEDENTES.....	20
2.2.1. ELECCIÓN DE LA ZONA CON ALTAS INCIDENCIAS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	20
2.2.2. ÁREA DE ESTUDIO: DISTRITO DE DESAGUADERO.	21
2.2.3. DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO.	22
2.2.3.1. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS).	22
2.2.3.2. SOBRECARGA.....	27
2.2.3.3. SOBRETENSIONES.	30
2.2.3.4. HUMEDAD	31
2.2.3.5. ERRORES DE DISEÑO	31
2.2.3.6. OTRAS CAUSAS.....	33
2.2.4. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	33
2.2.4.1. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.....	34
2.2.4.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS.....	39
2.2.4.3. FALLAS EN LOS PARARRAYOS.....	41
2.2.5. PROTECCIÓN CONTRA SOBRE CORRIENTE.....	44
2.3. FALLAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL PERÚ. ...	45
2.4. CONSIDERACIONES FINALES	45

3.	CAPITULO III.....	47
3.1.	MATERIALES Y MÉTODOS	47
3.2.	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA	47
3.2.1.	INSPECCIÓN VISUAL EXTERNA.....	48
3.2.2.	ANÁLISIS FISICOQUÍMICO	48
3.2.3.	INSPECCIÓN VISUAL INTERNA.....	49
3.3.	ENSAYOS COMPLEMENTARIOS	52
3.3.1.	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.....	52
3.3.2.	MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE POLARIZACIÓN Y DE ABSORCIÓN DIELECTRICA.....	52
3.3.3.	ENSAYO DE TENSIÓN APLICADA.....	54
3.4.	ENSAYOS EN LOS PARARRAYOS	54
3.4.1.	TENSIÓN DE REFERENCIA Y CORRIENTE DE FUGA.....	55
3.4.2.	DESCARGAS PARCIALES.....	56
3.4.3.	TENSIÓN RESIDUAL O DE DESCARGA.....	58
3.4.4.	FILTRACIÓN	60
3.5.	CONSIDERACIONES FINALES	60
4.	CAPITULO IV.....	63
4.1.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	63
4.2.	ANÁLISIS DE LOS TRANSFORMADORES DAÑADOS	63
4.2.1.	ENSAYOS DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.....	64
4.2.2.	MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE POLARIZACIÓN Y DE ABSORCIÓN DIELECTRICA.....	65
4.2.3.	INSPECCIÓN VISUAL INTERNA Y EXTERNA	66
4.2.4.	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EXAMINADOS	68
4.2.4.1.	Transformador 1.....	68
4.2.4.2.	Transformador 2.....	69
4.2.4.3.	Transformador 3.....	72
4.2.4.4.	Transformador 4.....	73
4.2.4.5.	Transformador 5.....	74
4.2.4.6.	Transformador 6.....	75
4.2.4.7.	Transformador 7.....	76
4.2.4.8.	Transformador 8.....	77
4.2.5.	CAUSAS VERIFICADAS DE FALLAS DE LOS TRANSFORMADORES....	78
4.2.6.	BANCO DE DATOS	78
4.3.	ANÁLISIS DE LOS PARARRAYOS.....	83
4.3.1.	ENSAYO DE TENSIÓN DE REFERENCIA.....	85

4.3.2.	DESCARGAS PARCIALES.....	86
4.3.3.	ENSAYO DE TENSIÓN RESIDUAL.....	86
4.3.4.	ENSAYO DE SELLADO.	88
4.3.5.	RESULTADOS Y CONCLUSIONES DE LAS PRUEBAS EN PARARRAYOS.	95
5.	CONCLUSIONES	96
6.	RECOMENDACIONES.....	99
7.	BIBLIOGRAFIA.....	101
8.	ANEXOS	105

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 TRANSPORTE DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CON CUBIERTA POLIMERICA AVERIADOS.	34
FIGURA 2.2 NIVELES ISOCERAUNICOS DEL PERÚ.	37
FIGURA 2.3. PARARRAYOS DE ÓXIDO DE ZINC PARA REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN	38
FIGURA 2.4 INSTALACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN, PROTEGIDO POR PARARRAYOS.....	38
FIGURA 2.5 ÓXIDO DE ZINC.....	39
FIGURA 2.6 CURVA V-I DE UN PARARRAYOS DE ÓXIDO DE ZINC.....	40
FIGURA 2.7 INTERRUPTOR- FUSIBLE.....	44
FIGURA 3.1 BLOQUE DE ZNO PRESENTA FALLA POR DESCARGAS PARCIALES.	57
FIGURA 3.2 BLOQUE DE ZNO SEPARADOS.....	57
FIGURA 3.3 PUNTOS DE CARBONIZACIÓN DE LA CINTA AISLANTE QUE ENVUELVE EL BLOQUE DE ZNO.....	58
FIGURA 3.4 TENSIÓN APLICADA EN EQUIPO PROTEGIDO POR EL PARARRAYOS	60
FIGURA 3.5 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA Y ANÁLISIS COMPLEMENTARIO..	62
FIGURA 4.1 TRANSFORMADOR 1.....	68
FIGURA 4.2 COLORACIÓN OSCURA DEL ACEITE DEL TRANSFORMADOR 1	69
FIGURA 4.3 TRANSFORMADOR 2.....	70
FIGURA 4.4 PLACA DEL TRANSFORMADOR 2	70
FIGURA 4.5 MANCHAS EN EL TANQUE DEL TRANSFORMADOR 2 INDICAN VACIAMIENTO DEL ACEITE AISLANTE EN EL TERMINAL X2 DE BAJA TENSIÓN ES DIFERENTE DE LOS DEMÁS, MOSTRÁNDONOS QUE FUE REPARADO.....	71
FIGURA 4.6 DETALLE DE LAS COSTRAS DE ÓXIDO EN LA CULATA DEL TRANSFORMADOR 2	71
FIGURA 4.7 TRANSFORMADOR 3.....	72
FIGURA 4.8 PLACA DEL TRANSFORMADOR 3	72
FIGURA 4.9 TRANSFORMADOR 4.....	73
FIGURA 4.10 PLACA DEL TRANSFORMADOR 4	73
FIGURA 4.11 TRANSFORMADOR 5.....	74
FIGURA 4.12 PLACA DEL TRANSFORMADOR 5	74
FIGURA 4.13 TRANSFORMADOR 6.....	75

FIGURA 4.14 PLACA DEL TRANSFORMADOR 6	75
FIGURA 4.15 TRANSFORMADOR 7.....	76
FIGURA 4.16 PLACA DEL TRANSFORMADOR 7	76
FIGURA 4.17 TRANSFORMADOR 8.....	77
FIGURA 4.18 PLACA Y PROTOCOLO DE PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR 8.....	77
FIGURA 4.19 CAUSAS DE FALLAS DE TRANSFORMADORES DEL BANCO DE DATOS ANALIZADOS.....	79
FIGURA 4.20 FALLA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN A CAUSAS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS POR AÑO DE FABRICACIÓN.....	80
FIGURA 4.21 CANTIDAD DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN A CAUSAS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS POR FABRICANTE.....	81
FIGURA 4.22 CANTIDAD DE TRANSFORMADORES QUE FALLARON A CAUSA DE SOBRECARGAS POR AÑO DE FABRICACIÓN.....	82
FIGURA 4.23 CANTIDAD DE TRANSFORMADORES QUE FALLARON POR SOBRECARGA POR FABRICANTE.....	83
FIGURA 4.24 FOTOGRAFÍA DE UN PARARRAYOS.....	84
FIGURA 4.25 TUBO DE VIDRIO UTILIZADO EN EL ENSAYO DE SELLADO.....	88
FIGURA 4.26 PARARRAYOS EN EL INICIO DEL ENSAYO	89
FIGURA 4.28 FORMACIÓN DE BURBUJAS.....	90
FIGURA 4.29 FALLA DE SELLADO EN PARARRAYOS, EVIDENCIADO POR LA SALIDA DE BURBUJAS.....	90
FIGURA 4.30 FALLA DE SELLADO EN EL PARARRAYOS.....	91
FIGURA 4.31 PARARRAYOS NUEVO QUE FUE SOMETIDO AL ENSAYO DE SELLADO.....	91
FIGURA 4.32 PARARRAYOS EN EL INICIO DEL ENSAYO.....	92
FIGURA 4.33 FORMACIÓN DE BURBUJAS EN EL PARARRAYOS NUEVO.....	92
FIGURA 4.34 DETALLES DE FORMACIÓN DE BURBUJAS EN EL PARARRAYOS NUEVO.....	93
FIGURA 4.35 FORMACIÓN DE BURBUJAS EN LA EXTREMIDAD SUPERIOR DEL PARARRAYOS DE CARCASA CERÁMICA.....	93
FIGURA 4.36 FORMACIÓN DE BURBUJAS EN LA EXTREMIDAD INFERIOR DEL PARARRAYOS DE CARCASA CERÁMICA.....	94
FIGURA 4.37 DETALLES DE FALLA DE SELLADO EN LA CUBIERTA DEL PARARRAYOS DE CARCASA CERÁMICA.....	94

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1 COSTO DE REPARACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DAÑADOS POR CAUSA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL DISTRITO DE DESAGUADERO. PERIODO COMPRENDIDO ENTRE ENERO DEL 2016 A NOVIEMBRE DEL 2016.	22
TABLA 2.2 POSIBLES CAUSAS DE FALLAS DE LOS PARARRAYOS Y SUS ORÍGENES	42
TABLA 2.3 FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	44
TABLA 3.1 CRITERIOS QUE SERÁN TOMADOS EN EL ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO Y LAS NORMAS TÉCNICAS RELACIONADAS.	49
TABLA 3.2 CAUSAS DE FALLAS DE TRANSFORMADORES Y EFECTOS FÍSICOS OBSERVABLES DURANTE LA INSPECCIÓN VISUAL.	50
TABLA 3.3 CAUSAS DE FALLAS DE TRANSFORMADORES Y EFECTOS FÍSICOS OBSERVABLES DURANTE LA INSPECCIÓN VISUAL.	51
TABLA 3.4 ÍNDICES DE POLARIZACIÓN Y ABSORCIÓN DIELECTRICA	53
TABLA 4.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES ANALIZADOS.....	64
TABLA 4.2 ENSAYO DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.....	65
TABLA 4.3 ÍNDICES DE POLARIZACIÓN Y ABSORCIÓN DIELECTRICA DE LOS TRANSFORMADORES ANALIZADOS.	66
TABLA 4.4 CAUSAS DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES ANALIZADOS.	78
TABLA 4.5 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS TRANSFORMADORES PROBADOS.	84
TABLA 4.6 PRUEBA DE TENSIÓN DE REFERENCIA.	85
TABLA 4.7 PRUEBA DE MEDICIÓN DE DESCARGAS PARCIALES	86
TABLA 4.8 PRUEBA DE TENSIÓN RESIDUAL.....	87

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

NBI	:	Nivel básico de aislamiento
EPRI	:	Electric Power Research Institute
LTR	:	lightning transient recorder)
CLED	:	Coincident lightning events detector
kV	:	Kilovoltio
IEEE	:	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ANSI	:	American National Standard Institute
N _s	:	número de descargas atmosféricas interceptadas
N	:	número de descargas atmosféricas en la región
S _f	:	factor de protección proporcionado por los objetos cercanos a la red.
ZnO	:	Óxido de Zinc
SiC	:	Carburo de Silicio
I	:	Corriente
V	:	Voltaje
C	:	Constante
α	:	Exponente no óhmico

MCOV	:	Maximum Continuous Operating Voltage
V_{ref}	:	Tension de referencia
I_{ref}	:	Corriente de referencia
KVA	:	kilo volt-amper
°C	:	Grados Celsius (grados centígrados)
AT	:	Alta tensión
BT	:	Baja tensión
IP	:	Índice de polarización
R	:	Resistencia eléctrica
pC	:	PicoCoulombs
I_d	:	Corriente de descarga
Z	:	Impedancia
IAD	:	Absorción dieléctrica
mA	:	Miliamperio
kA	:	Kiloamperio

RESUMEN

El presente trabajo se realizó en el distrito de Desaguadero, provincia de Chucuito, Departamento de Puno, Perú; con el objetivo de efectuar el análisis y alternativas de solución para evitar averías en transformadores de distribución a causa de descargas atmosférica. Las empresas eléctricas peruanas en su mayoría, no tratan las fallas de los transformadores de distribución como un problema relevante desde el punto de vista financiero, dado que una acción preventiva podría resultar más costosa. Por tanto, las políticas adecuadas para investigar las averías de los transformadores son relegados a un segundo plano. En este contexto, la información existente sobre fallas de transformadores puede no contener datos importantes. Sin embargo, las nuevas leyes que afectan a las empresas eléctricas son más severas y demandan una mayor eficiencia por parte de ellas. En este nuevo escenario, un análisis de averías de transformadores se hace necesaria, el cual será utilizado como una herramienta para el estudio de estos casos. Nuevos ensayos y pruebas como la medición de la resistencia de aislamiento, índice de absorción dieléctrica y la polarización, entre otros, serán añadidos al análisis de averías de dichos transformadores, para mejorarlos. Por otra parte, el pararrayos y la puesta a tierra, siendo parte del sistema de protección de transformadores de distribución, también son estudiados con el objetivo de verificar posibles defectos de instalación y desafíos que serán superados.

Palabras Clave: Descargas atmosféricas, pararrayos, puesta a tierra y sobrecargas.

ABSTRACT

This work was carried out in the district of Desaguadero, Chucuito Province, Department of Puno, Perú; in order to perform the analysis and proposed solutions to avoid damage in distribution transformers due to atmospheric discharges. The Peruvian power companies mostly do not address the flaws in distribution transformers as a major problem from a financial point of view, since preventive action could be more expensive. Therefore, the right to investigate faults in transformers policies are relegated to the background. In this context, the existing information on transformer failures can not contain important data. But the new laws affecting utilities are more severe and demanding greater efficiency from them. In this new scenario, an analysis of transformer failures is needed, which will be used as a tool for the study of these cases. New tests and tests as measuring the insulation resistance, dielectric absorption rate and polarization, etc., be added to the fault analysis of said transformers, for improvement. Furthermore the arrester and grounding, being part of the protection system of distribution transformers, are also studied in order to verify possible installation faults and challenges to be overcome.

Key Words: Atmospheric discharges, lightning arresters, earthing and overloads

CAPITULO I

1.1. INTRODUCCIÓN

El tiempo de vida útil de los transformadores están relacionados a muchos factores, como, por ejemplo, la carga por encima de su capacidad nominal, cargas desbalanceadas, equipos mal instalados, sobretensiones internas y externas, sistemas de protección inadecuados y que no cuenten con un mantenimiento preventivo, algunos de estos factores vienen siendo, muchas veces, a causa de negligencia, causando de esta manera una significativa reducción de la vida útil del equipo. En el caso de los sistemas de protección, un ejemplo los pararrayos, que protegen los transformadores de distribución, que generalmente no están diseñadas acorde con las normas técnicas específicas y/o poseen sistemas de puesta a tierra mal proyectados y/o ejecutados y sin mantenimiento periódico. En cuanto al mantenimiento preventivo en muchas empresas no se realiza en lo más mínimo, esperando que alguno de los equipos presente alguna avería o defecto. En donde normalmente se procede a la reparación del transformador de distribución o en su defecto al reemplazo del mismo. Esta aparente indiferencia llega a tener causas económicas, tales como los costos de reparación y adquisición de nuevos equipos. Por el contrario, el actual modelo del sector eléctrico, donde las empresas eléctricas son constantemente exigidas, en donde las empresas eléctricas que brindan este servicio deben ofrecer un servicio de calidad. Por otro lado, la reducción del tiempo de vida de estos equipos y el aumento de interrupciones de energía eléctrica se convierten en factores impactantes.

Con respecto a la detección de averías por parte de las empresas eléctricas, estas no cuentan con un sistema de detección de averías puntual para saber que transformador de distribución opera con normalidad o presenta algún tipo de avería. Por lo tanto, cuando

ocurre una avería en uno de los transformadores de distribución, la empresa eléctrica no cuenta con los medios directos para saber en tiempo real cual transformador de su red fallo. Las informaciones son obtenidas a través de un sistema de atención al cliente, por donde se identifica el sector donde fallo el transformador, agrupándose las llamadas de reclamos de los consumidores afectados, posteriormente un equipo de operaciones es enviado hasta la localidad para realizar la reparación o en su defecto la sustitución del transformador de distribución por otro, que puede ser nuevo o reparado. El transformador que fallo es enviado a una empresa donde se procederá a su reparación, que pasa a través de pruebas para verificar la posibilidad de su reparación, analizando su viabilidad técnica y económica.

Por muchos años en el Perú, se está desarrollando una metodología para analizar los transformadores de distribución por las empresas de electricidad, siendo así posible determinar las principales causas de estas averías. Sin embargo, con la privatización de los servicios públicos, estas ideas quedaron en el olvido. En este trabajo, fue rescatada y aplicada para deducir las principales causas de averías en los transformadores de distribución de las redes de la empresa Electro Puno S.A.A. Además, si es factible la posibilidad de utilizarla en los transformadores de distribución, para así de esta manera minimizar los costos y molestias ocasionadas por estas averías, convirtiéndose en una herramienta importante para analizar las principales causas de averías en estos transformadores de distribución.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En los últimos años la empresa eléctrica Electro Puno S.A.A. fue decayendo drásticamente en cuanto a la atención brindada al usuario en comparación a las demás empresas a cargo del suministro de energía eléctrica en el Perú. Debido a las fallas en los transformadores de distribución, específicamente en el Distrito de Desaguadero. En el año pasado vuelve a encontrarse averías en transformadores de distribución que aunque el 84% de los transformadores estaban protegidos por puestas a tierra, sin embargo, fallaron. Igualmente se presenta un mayor porcentaje de fallas en la zona rural que en la zona urbana, repitiéndose que el 72% de las unidades falladas estaban entre 5 y 10 KVA. Para este mismo año, afectando seriamente a los usuarios.

1.2.1. PROBLEMA GENERAL

- ¿Cómo evitar las averías en transformadores de distribución de 5 kVA, a causa de descargas atmosféricas en el distrito de Desaguadero?

1.2.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- ¿Qué alternativa de solución emplear para evitar las averías en transformadores de distribución de 5 kVA, en el Distrito de Desaguadero?
- ¿De qué manera influirá económicamente esta alternativa de solución empleada para evitar averías en transformadores de distribución de 5 kVA en el distrito de Desaguadero?

1.3. JUSTIFICACION

El presente trabajo se realizó a causa de los diferentes reclamos y fallas reportados, que hicieron los usuarios, según la oficina de atención al cliente se reportaron alrededor de 285 llamadas, solo en los meses de caída de lluvias.

En virtud a este trabajo de tesis se llegó a conocer procedimientos y metodologías para atenuar las averías en los transformadores de distribución, que permitieron seleccionar la más adecuada para alcanzar las metas propuestas así mismo se efectuó una comparación entre las puestas a tierra ya existentes y los realizados en el campo, siguiendo las principales configuraciones empleadas para puestas a tierra.

1.4. HIPOTESIS

1.4.1. HIPÓTESIS GENERAL

- Mejorar la protección en los transformadores de distribución de 5kVA, en el distrito de Desaguadero mediante diferentes alternativas de solución.

1.4.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- Aplicar las diferentes alternativas de solución para evitar las averías más comunes en los transformadores de distribución de 5 kVA.
- Utilizar un procedimiento preventivo para evitar pérdidas económicas en averías de transformadores de distribución de 5 kVA, en el distrito de Desaguadero.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. OBJETIVO GENERAL

- Evitar las averías en transformadores de distribución de 5 kVA, a causa de descargas atmosféricas en el distrito de Desaguadero.

1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Utilizar los métodos físicos, químicos y visuales para evitar las averías en transformadores de distribución de 5 kVA en el distrito de Desaguadero.
- Minimizar los costos económicos ocasionados por la avería de transformadores de distribución de 5 kVA, en el distrito de Desaguadero

CAPITULO II

2.1. REVISIÓN DE LITERATURA

2.2. ANTECEDENTES.

En este análisis se presentan las primeras mediciones de rayos en el distrito de Desaguadero, durante el año 2016.

De las ondas eléctricas registradas se ha logrado obtener un primer conocimiento acerca de los parámetros del rayo en el Distrito de Desaguadero: corriente, pendiente, carga e integral cuadrática de la corriente, magnitudes básicas para definir la incidencia real de los rayos en las fallas de los transformadores de distribución y en estudios tales como tensiones transferidas, operación de pararrayos y máximos sobre voltajes esperados en unidades de distribución.

Se presentan igualmente el proceso de selección de la zona de estudio, las técnicas de cómo mejorar las protecciones de los transformadores de distribución para evitar averías desarrolladas en este trabajo.

2.2.1. ELECCIÓN DE LA ZONA CON ALTAS INCIDENCIAS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

En un proceso de búsqueda que se inició en el año 2016 en el Distrito de Desaguadero, se logró establecer que esta zona es una de las más críticas del Departamento de Puno, en cuanto al número de tormentas eléctricas que se presentan anualmente y las fallas de transformadores de distribución de energía eléctrica, con índices de fallas superiores al 30% de las unidades instaladas.

Este Distrito se constituye en un escenario adecuado para la investigación de las descargas atmosféricas, privilegio con el que difícilmente pueden contar muy pocos países del mundo.

Por las anteriores razones y gracias al apoyo de Electro Puno S.A.A., se inició el registro de la actividad eléctrica atmosférica de la zona facilitados por la empresa en mención.

El objetivo final de la medición es comprobar la cantidad de descargas atmosféricas que inciden sobre el área analizada, en busca de mitigar las averías causadas en los transformadores de distribución.

2.2.2. ÁREA DE ESTUDIO: DISTRITO DE DESAGUADERO.

El Distrito de Desaguadero, pertenece a una de las de mayor índice de fallas en el Empresa Electro Puno. S.A.A., destacándose dentro de esta la municipalidad distrital de Desaguadero, por el alto número de unidades que son reparadas anualmente.

En el año 2016 se realizó un conteo de transformadores de distribución averiados a causa de los rayos, con el cual en un breve periodo se obtuvieron los datos necesarios para realizar este trabajo.

A partir del 12 de enero del 2016 se realizó el conteo de los transformadores de distribución en distintos lugares del Distrito de Desaguadero, en el cual, en un periodo superior de diez (10) meses, se habían logrado registrar más de 72 transformadores dañados por este fenómeno.

Tabla 2.1 Costo de reparación de los transformadores dañados por causa de descargas atmosféricas en el Distrito de Desaguadero. Periodo comprendido entre enero del 2016 a noviembre del 2016.

Reparación de transformadores de distribución					
Numero	Potencia (kVA)	Transformador	Cantidad	Costo unitario (S/.)	Costo Total (S/.)
1	5	Monofásico	25	1898.31	47457.75
2	10	Monofásico	18	2372.88	42711.84
3	15	Monofásico	12	2372.88	28474.56
4	25	Monofásico	10	2457.63	24576.30
5	37.5	Monofásico	4	2966.10	11864.40
6	100	Trifásico	3	3389.83	10169.49
Subtotal (A)					165264,34
Implementación de accesorios					
Implementación de llave de drenaje			12	84.75	1017
Implementación de visor de nivel de aceite			12	67.80	813.6
Subtotal (B)					1830.6
(A)+(B)					167084.94
IGV (18%)					30075.29
TOTAL (S/.)					197160.23

Fuente: Elaboración Propia

2.2.3. DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO.

2.2.3.1. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS).

Comúnmente consideradas como la principal causa de las fallas de los transformadores de distribución, las descargas desempeñan un papel importante en la protección como en la operación de los transformadores y redes de distribución. En concreto el equipo debe soportar hasta un determinado nivel de descargas atmosféricas, conocido como nivel básico de aislamiento (NBI), en la operación, pues las redes de distribución donde el transformador está instalado también deben soportar cierto nivel de descargas atmosféricas, dependiendo de los factores como la geometría de las líneas, entre

otros. Luego de eso debe ser verificado en el momento del proyecto de una red de distribución si la misma posee una debida protección contra descargas atmosféricas adecuada. A diferencia de las líneas de transmisión, las redes de distribución generalmente no poseen cable de guarda para protegerlas de las descargas atmosféricas, haciéndolos más susceptibles a sus efectos sobre el equipo físico. A pesar de las distribuciones de las redes poseen algún blindaje proporcionado por los edificios a su alrededor, hay muchos puntos en las que están totalmente desprotegidos. En el caso de redes rurales, en donde existe muy poca protección.

En un trabajo de Darveniza y Mercer (1989), conjuntamente con Southern Electric Authority of Queensland, muestra el desarrollo de los sistemas de protección contra descargas atmosféricas después de un periodo de casi 30 años de pruebas. Inicialmente no había una cantidad excesiva de fallas en los transformadores debido a las descargas atmosféricas. Se encontró que las longitudes de los cables que conectan los terminales de fase y tierra de los pararrayos fueron muy largos y también que no había protección contra sobretensiones en la red de baja tensión. Después de corregir estos dos problemas, los autores verificaron una disminución en la tasa de fallas del 2.42% a 0.66% de fallas procesadas por año, en el periodo de 1962 a 1975 y de 0.9% a 0.46% en toda la zona de Queensland. Además, de eso los autores verificaron que el sistema de protección recomendado por ellos prácticamente eliminó todas las fallas de los transformadores de distribución, con excepción de aquellas resultantes de fallas internas en las bobinas. Las hipótesis levantadas para explicar las demás fallas, son por la reducción del NBI, de los transformadores de distribución debido a la sobrecarga y sobretensión del lado de baja tensión, como sobretensiones inducidas.

DARVENIZA, M.; MERCER, D. R.(1989). Lightning protection of pole mounted transformers. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 4, n. 2, p. 1087-1095.

En otro estudio Parrish, (1991) analizo los datos de Electric Power Research Institute (EPRI) referente a tres años de monitoreo de 2448 transformadores de distribución instalados en Florida, en una localidad con alta densidad de descargas atmosféricas. Allí la tasa de fallas de transformadores de distribución a causa de descargas atmosféricas fue de 0.25% en una tasa de fallas general de los transformadores de 0.79%, representando el 32% de todas las fallas de los transformadores de distribución. Como metodología de estudio fueron medidos simultáneamente las corrientes y tensiones que se produjeron en las líneas. El punto de incidencia de las descargas en los transformadores averiados por este daño. Fueron usador por LTR (lightning transient recorder) y CLED (Coincident lightning events detector). La densidad media del área estudiada era de 10 descargas atmosféricas por km² por año. Las líneas de distribución eran áreas con postes y crucetas de madera. Los transformadores eran monofásicos protegidos por pararrayos de línea, muchos de los transformadores también estaban protegidos internamente por pararrayos de distribución de carburo de silicio, observaron también que, en esos tres años de estudio, que ningún transformador de distribución monitoreado por LTR y CLED sufrieron averías por descargas atmosféricas, hecho que ilustra una gran dificultad de las necesidades en la documentación de los eventos sincronizados, es decir descargas atmosféricas como causa de falla en los transformadores.

PARRISH, D. E. (1991). Lightning-caused distribution transformer outages on a Florida distribution system. IEEE Transactions on Power Delivery, v.6, n.2, p.880-887.

Plummer (1994) estudio la manera de cómo reducir la tasa de fallas de transformadores de distribución debido a las descargas atmosféricas en un alimentador por medio de una actualización de su sistema de protección contra dichas descargas atmosféricas. El alimentador en cuestión se localiza en una región de elevado índice en

el que se presentan estos fenómenos. Con 761 transformadores de distribución instalados con postes y operando con tensión primaria de 13,2 kV. Las acciones tomadas por los investigadores fueron las siguientes:

- Disminución de los cables de línea y tierra de los pararrayos
- Instalación de pararrayos con un menor nivel de protección disponible
- Instalación de los fusibles capaces de resistir sobretensiones
- Instalación de pararrayos de baja tensión en el secundario del transformador

Después de un año de estos cambios, incluso con un aumento de 250% de incidencia en las descargas atmosféricas en la región, verificándose una disminución de 88% del número de fallas en los transformadores de distribución, demostrando que los cambios propuestos fueron extremadamente eficientes.

PLUMMER, C. W. et al. (1994). Reduction in distribution transformer failure rates and nuisance outages using improved lightning protection concepts. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE, 1994. **Proceedings...** New York: IEEE. p.411-416.

También preocupado con las tasas de fallas en transformadores de distribución, Piantini (2008) hizo una síntesis de todos los cálculos de sobretensiones y presento una metodología computacional basada en el modelo de Rusck modificado. Fueron hechos diversos análisis comparativos entre los desempeños frente a las descargas atmosféricas con y sin pararrayos y se concluyó que los pararrayos de línea, cuando son instalados a lo largo de esta son eficientes y reducen el número de paradas causadas por las descargas indirectas, desde que el espaciamiento entre ellos sea de 2 km o menos. Se concluyó

también que las paradas causadas por la pérdida directa pueden ser minimizadas por cables de guarda instaladas en las líneas de distribución y debidamente aterrados.

PIANTINI, A. (2008). Lightning protection of overhead power distribution lines. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 29., 2008. **Proceedings...** [S.l.:s.n]. p.1-29.

Un caso que se asemeja con la realidad peruana es en el Distrito de Desaguadero donde existía una gran tasa de fallas en los transformadores de distribución. En el estudio se verifico que el 98% de fallas de los transformadores fueron causados por descargas atmosféricas, luego de esto se verifico maneras de cómo podrían evitarse dichas averías en los transformadores que fueron instalados, a medida que los transformadores eran aterrados, el porcentaje de averías en los transformadores de distribución fueron disminuyendo considerablemente.

Como no todas las regiones sufren la misma cantidad de descargas atmosféricas, un método simplificado para determinar el desempeño de las líneas aéreas de distribución es cuando son sometidas a descargas atmosféricas es en el Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE (2011). En ella se estima la tasa de fallas por km² por cada año y calculado en base al nivel ceraunico de la región de geometría de la línea, los niveles de aislamiento de la estructura. Con esta tasa se puede localizar las regiones más críticas en cuanto a las descargas atmosféricas se refiere y para ellas definir criterios más rigurosos de protección. En este método también son consideradas las sobretensiones directas y las inducidas en las líneas de distribución.

IEEE Standards Association 1410-2010 (2011): IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines. p.1-73. Revision of IEEE Std 1410-2004.

2.2.3.2. SOBRECARGA

Una de las causas de fallas en los transformadores de distribución más comunes es la sobrecarga, esto es alimentar una carga de potencia por encima de su capacidad nominal. Aunque los aislamientos eléctricos de los transformadores soporten ese ciclo de carga, se debe siempre considerar el factor de envejecimiento que disminuye la vida útil del transformador. La práctica de sobrecargar los transformadores de distribución es común, no solo pasa en el país peruano. Para nuevos proyectos de redes de distribución de energía eléctrica, las normas sobre energía eléctrica deben ser consultadas para conocer cuáles son las cargas máximas admitidas para el dimensionamiento del transformador. Por lo tanto, la sobrecarga y el envejecimiento tienen implicancias económicas, se aconseja que cuando se adopte estas medidas para minimizar costos, se debe determinar su valor óptimo.

De acuerdo con las IEEE (2012a), la aplicación de sobrecarga en los transformadores de distribución generara riesgos en el equipo, ya que, además de aumentar la tasa de envejecimiento y deterioro mecánico de las bobinas puede causar las siguientes fallas:

- Desprendimiento de gases disueltos en aceite
- Expansión térmica de los conductores, partes estructurales y materiales aislantes que resulta en deformaciones permanentes.
- Aumento de la presión interna.

- Reducción de la Resistencia mecánica, resultante de la operación altas temperaturas.
- Expansión del aceite.
- Equipos internos del transformador también pueden sufrir daños.

Standards Association C57.91-2011 (2012a): IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. p. 1-123, 2012. Revision of IEEE Standards Association C57.91-1995.

Rood (1963), propuso un método para estimar la vida útil de los transformadores de distribución, basados en el ciclo y pico anual, estudios preliminares mostraron que un crecimiento del 24% causa un aumento de 20 veces en la tasa de envejecimiento de un transformador de distribución y también tiene una esporádica influencia en el deterioro del aislamiento.

ROOD, R. E. (1963). Method for estimating the thermal life expectancy of distribution transformers. In: **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v.82, n.69, p.1015-1018.

Además de los efectos ya discutidos, las sobrecargas pueden generar burbujas dentro del tanque interno de los transformadores pudiendo resultar en fallas dieléctricas conforme al trabajo de Oommen y Lindgren (2001), en la cual fue realizado un experimento con el fin de obtener una nueva fórmula matemática para el problema de la evolución de las burbujas en el tiempo, fueron utilizados dos modelos de bobinas diferentes, uno con tres discos y el otro con apenas uno, en ambos casos la medición de las temperaturas y la verificación visual de la formación de burbujas. En el segundo

modelo de la bobina también fue posible verificar la formación de burbujas por la detección de descargas parciales. Además de esto la cantidad de humedad en el papel aislante se varió entre 0.3% y 8% y al de nitrógeno vario entre 0.45% y 12.3%. Después de las pruebas se encontró que una formulación antigua del problema indicaba que la formación de burbujas comenzaría debajo de los experimentos observados, pudiendo llegar a una diferencia de hasta 50°C. Así una nueva formulación empírica fue propuesta, de tal forma que fuese más consistente con los resultados experimentados y prever también la temperatura para la formación de burbujas dentro de los transformadores.

OOMMEN, T. V.; LINDGREN, S. R. (2001). Bubble evolution from transformer overload. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2001. **Proceedings...** New York: IEEE/PES. v.1, p.137-142.

Un estudio que comprueba esta hipótesis fue hecho por Singh y Signh (2010) cuyo objetivo era investigar las causas de las fallas de los transformadores de distribución de la India, debido a las altas tasas de las fallas (alrededor del 25% por año). Fueron analizados tres casos de transformadores de distribución que fallaron a los 23 meses, 11 meses y 4 años y 4 meses. O sea, debajo del tiempo normal previsto de operación. En todos los casos analizados, la falla encontrada por los autores fue la sobrecarga, resultado de las cargas desbalanceadas. La principal causa de las fallas comprobadas por los autores para la realidad local y la sobrecarga resultante de las cargas desbalanceadas, armónicas, corriente de arranque en frío desequilibrado (CLP) y el robo de energía. Este último hecho, según el autor, es un gran problema encontrado en la india. Los autores también concluyeron que los transformadores de distribución fallan en un corto periodo de tiempo debido a la ausencia de mantenimiento apropiado por parte de las concesionarias de

energía eléctrica. Desafortunadamente se obtuvo información de que el desbalanceamiento de los transformadores por robo de energía también ocurre en el Perú.

SINGH, R. P.; SINGH, T. V. P. (2002). Influence of pollution on the performance of metal oxide surge arresters. In: IEEE CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING, 2002. **Proceedings...** New York: IEEE. v.1, p.224-229.

2.2.3.3. SOBRETENSIONES.

De acuerdo con la IEEE (2009b), sobre el concepto de sobretensiones son elevaciones de tensión que duran por más de 1 minuto. Ellos pueden ser resultado de las conmutaciones de carga o de compensadores reactivos como, por ejemplo, la desconexión de carga y el banco de capacitores respectivamente. Sistemas de regulación de tensión mal diseñados y errores en los transformadores también pueden generar sobretensiones. Los equipos eléctricos como los transformadores, cables, barras, transformadores de medida y maquinas rotativas, generalmente no presentan fallas inmediatas. Sin embargo, si las sobretensiones suceden con mayor frecuencia o sostenida en los equipos, pueden resultar en la pérdida de la vida útil del equipo debido a la degradación del aislamiento.

Los transformadores, tanto de potencia como de distribución están sujetas a voltajes transitorios rápidos y muy rápidos que pueden llevar a una distribución de tensión no lineal en las bobinas, causando un esfuerzo adicional. Además de esto dependiendo de la frecuencia transitoria, puede ocurrir el fenómeno de resonancia, resultando en sobretensiones internas.

IEEE Standard 1159-2009 (2009b): IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. p. c1-81. Revision of IEEE Std 1159-1995.

2.2.3.4. HUMEDAD

Siguiendo una clasificación propuesta por Bartley (2003), la humedad puede ser encontrada dentro de los transformadores por fallas en los anillos de sellado y otros orificios causados por la corrosión y el vandalismo. Esa falla también puede ser considerada como mantenimiento inadecuado. Luego de esto, el agua puede ser resultado de la descomposición de la celulosa y el aceite aislante (MILASCH, 1984).

BARTLEY, P. (2003). **Analysis of transformer failures**. [S.l: S. n.]. p.1-13.

Según Emsley y Stevens (1994), la presencia de humedad dentro de los transformadores acelera el proceso de envejecimiento del equipo, debido al aumento de la conductividad y de la probabilidad de formación de burbujas, reduciendo así la estabilidad térmica del sistema de aislamiento principalmente en situaciones de sobrecarga.

EMSLEY, A. M.; STEVENS, G. C. (1994). Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers. In: IEE SCIENCE MEASUREMENT AND TECHNOLOGY, 1994. **Proceedings...** New York: IEE. v.141, n.5, p. 324-334.

2.2.3.5. ERRORES DE DISEÑO

Existe una gran variedad de diseño de transformadores, sean de potencia o de distribución, cada una de las cuales presentan sus particularidades. Transformadores con una cantidad mayor de aletas pueden tener un tanque reducido, mientras que aquellas con menores aletas, necesitan un tanque más grande. De la misma manera todos los

transformadores deben pasar por las mismas pruebas de tipo y de recepción y así de tal manera garantizar la operación de los mismos dentro de lo esperado.

Baranowski y Goedde (1990), hicieron un estudio de viabilidad para la reducción del NBI de los transformadores de distribución. El incentivo de ellos era económico, porque la reducción del aislamiento del transformador tenía un impacto en toda su estructura, resultando en una reducción apreciable de costo y mejores características eléctricas. Los autores explican que los transformadores fueron diseñados de manera que tengan una rigidez dieléctrica más alta para soportar los efectos del envejecimiento, resultantes de la sobrecarga por un tiempo mayor. Sin embargo, si se siguieran las recomendaciones de la American National Standard Institute (ANSI) tales efectos serían minimizados y no habría necesidad de este aumento. Se encontró que los pararrayos que existían en el mercado en ese momento serían capaces de proteger los transformadores con NBI reducido. Sin embargo, la longitud del cable de línea debería ser lo menor posible y que los pararrayos deberían ser instalados en el lado de baja tensión. Los autores concluyeron que el desempeño del transformador con NBI no es muy diferente a los convencionales, además de presentar un mejor desempeño térmico. Sin embargo, aún se necesitan realizar pruebas a gran escala para verificar si el nuevo proyecto de transformador cumple con los requisitos técnicos.

BARANOWSKI, J. F.; GOEDDE, G. L. (1990). Distribution transformer BIL reduction feasibility study. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, n. 1, p. 509-513.

El estudio anterior no puede ser considerado como una falla de diseño, pero muestra que en un determinado momento hubo propuestas de cambio de diseño y de procesos de fabricación como fruto de una preocupación económica. A pesar de los

resultados obtenidos sugieren que una disminución del NBI no perjudicaría en el desempeño de los transformadores, esto sería verdad si todos los criterios de carga presentados en ANSI fuesen respetados, lo que no siempre sucede.

2.2.3.6. OTRAS CAUSAS

No fueron encontrados estudios relevantes referentes a las causas restantes clasificadas por Bartley (2003), es decir, externa y mantenimiento/operación inadecuada.

2.2.4. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

Hasta el momento, fueron estudiadas las principales causas de fallas en transformadores de distribución considerándose apenas aquellas que son las del propio equipo. Pero es necesario verificar también las condiciones de los sistemas de protección del transformador que en el caso de sistemas de distribución son los fusibles y los pararrayos que lo protegen contra sobre corrientes y sobretensiones, respectivamente. Esto se justifica por el hecho de que una falla en el sistema de protección dejara el transformador, obviamente sujeto a eventos de la red, como, por ejemplo, sobretensiones de origen atmosférico, pudiendo ocasionar una falla del mismo.

Además de las protecciones contra sobretensiones y sobre corrientes, es posible encontrar transformadores equipados con cubierta polimérica, para evitar el contacto con aves y animales con unos casquillos de alta tensión protegidos, evitándose así cortocircuitos entre estos últimos, como se muestra en la figura 2.1.

Figura 2.1 Transporte de transformadores de distribución con cubierta polimerica averiados.



Fuente: Elaboracion Propia

Debido al trabajo del jefe de fabricación enfocado a la protección de cortocircuito en los transformadores de distribución, serán considerados apenas los pararrayos de distribución. Vale resaltar que esta es un área muy amplia dentro de los estudios de sistemas de protección de sistemas eléctricos, siendo necesario concentrar esfuerzos en los aspectos más relevantes para este trabajo.

2.2.4.1. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.

Conforme lo explicado en la sección 2.1.3.3. Las sobretensiones son las elevaciones de tensión, con una duración encima de 1 minuto y pueden ser resultante de efectos internos y externos, los sistemas eléctricos como conmutaciones y descargas atmosféricas, respectivamente. No solo en transformadores de distribución, todos los equipos de los sistemas eléctricos de potencia pueden sufrir grandes fallas eléctricas, en

el caso de que no estén debidamente protegidos. Puede existir, por ejemplo, ruptura del aislamiento de los conductores.

Se considera un sistema de distribución de energía como toda la infraestructura perteneciente a una concesionaria de energía eléctrica, a partir de una subestación hasta el medidor de cada cliente. En el caso de subestaciones la protección contra sobretensiones es realizada por los pararrayos y cables de guarda, siendo los últimos responsables por la protección, esto es protección contra las descargas atmosféricas directas.

Ya en el caso de redes de distribución, el foco principal de la obra son los lugares donde se instalaron los transformadores de distribución, esta protección es realizada por los pararrayos. De acuerdo con la IEEE (2009a), las redes de distribución de energía eléctrica generalmente no poseen cable de guarda para protegerlas directamente contra las descargas atmosféricas, pues son económicamente inviables económicamente hablando. Por lo tanto, la protección que se encuentra principalmente en las ciudades, es aquella provista por los objetos próximos a la red como, por ejemplo, edificios y sus sistemas de protección contra descargas atmosféricas (SPDA), conforme la IEEE (2011). Además de eso como fue mostrado por McDermott, Short y Anderson (1994), los árboles también contribuyen para disminuir la cantidad de descargas atmosféricas directas en las redes de distribución. Los modelos para calcular el número de descargas atmosféricas directas tomando en cuenta los objetos próximos a las redes se describen en la IEEE (2011). Para esto se atribuye un factor de protección (shielding Factor), para los objetos cercanos a las redes de distribución, que representan un porcentaje de descargas atmosféricas directas que fueron desviadas de la red de distribución, dado por:

$$N_s = N (1 - S_f) \dots\dots\dots (2.1)$$

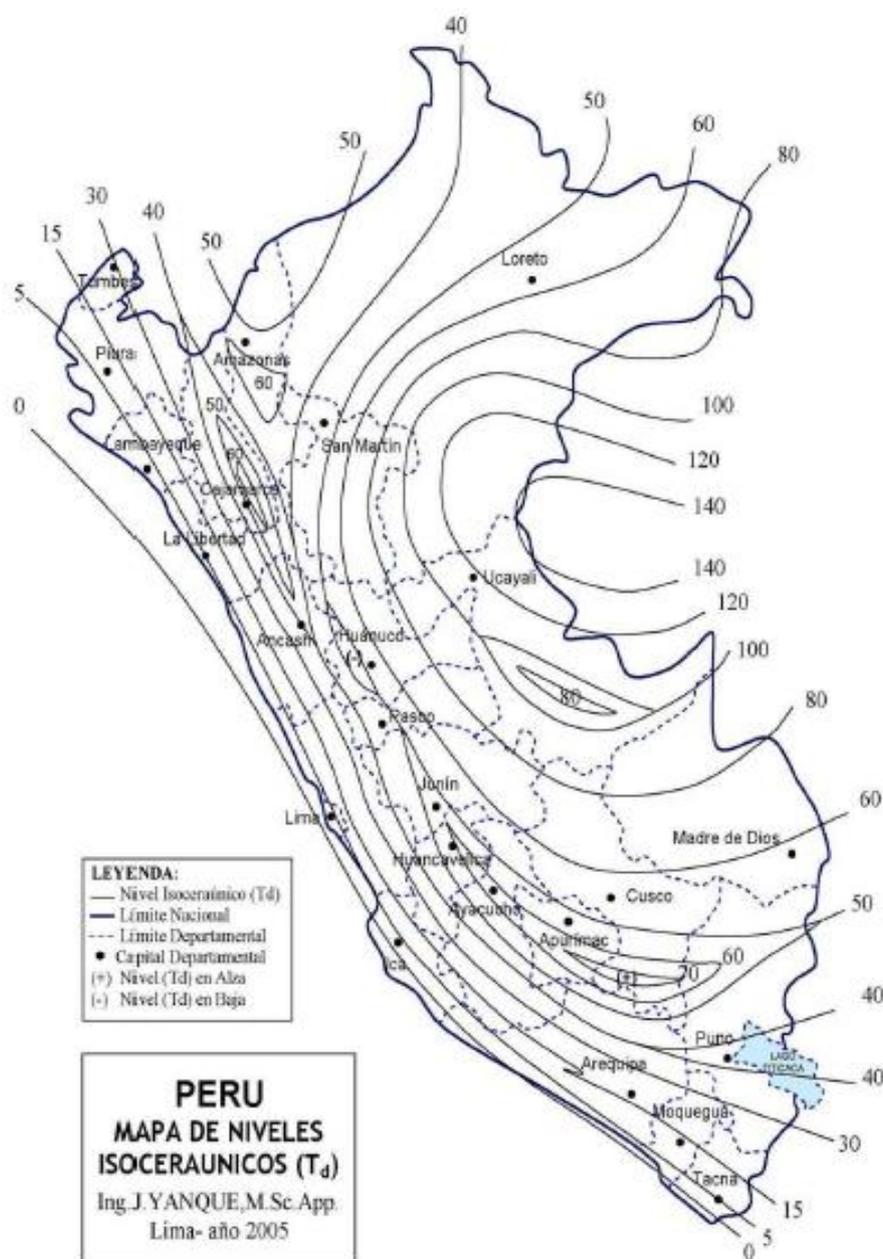
Donde:

- N_s representa el número de descargas atmosféricas interceptadas
- N representa el número de descargas atmosféricas en la región
- S_f representa el factor de protección proporcionado por los objetos cercanos a la red.

Un factor de protección $S_f = 0$ representa una red totalmente protegida de descargas directas.

De esta forma la protección contra sobretensiones presente en los sistemas de distribución de energía eléctrica es hecha casi exclusivamente por los pararrayos. Además de eso según la IEEE (2011), entre las sobretensiones que pueden ocurrir, aquellas de origen atmosférico son las más preocupantes, exactamente por la ausencia de protección. Consecuentemente los estudios de coordinación de aislamiento para la protección de descargas atmosféricas son los más pertinentes para los sistemas de distribución de energía eléctrica. Para tal efecto la información debe ser recogida como, por ejemplo, el nivel cerámico, como se muestra en la figura 2.2, la probabilidad de descargas atmosféricas en una determinada región. Sin embargo, considerando que los equipos del sistema de distribución son activos numerosos y de bajo costo, por tanto, económicamente hacer estudios independientes para las especificaciones de los pararrayos a ser utilizados. Además de esto para sistemas de clase 15kV, el margen de protección entre el NBI de los equipos protegidos y las características de los pararrayos es muy grande, no siendo de gran importancia, como muestra la IEEE (2009).

Figura 2.2 Niveles isoceraunicos del Perú.



Fuente: Yanque J. (2005) Mapa de niveles isoceraunicos [Figura] Lima-Peru, Niveles Isoceraunicos en el Peru.

Como resultado de las observaciones anteriores, existe una estandarización de tal forma que puedan ser utilizados pararrayos de las mismas características en regiones diferentes. En el caso de una concesionaria peruana, en el distrito de Desaguadero, el pararrayos estandarizado para sistemas de distribución es de óxido de zinc, como se ilustra en la

figura 2.3 (proyecto 2009). Sin embargo, conviene siempre verificar cual es el pararrayos estandarizado para la concesionaria de energía eléctrica de la localidad donde se pretende instalarlo.

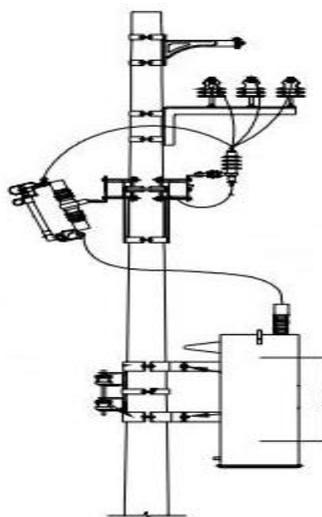
Figura 2.3. Pararrayos de óxido de zinc para redes aéreas de distribución



Fuente: Elaboración Propia

Uno de los varios patrones de instalación de los pararrayos esta presentado en la figura 2.4 utilizado para proteger transformadores de distribución en redes aéreas compactas.

Figura 2.4 Instalación del transformador de distribución, protegido por pararrayos



Fuente: Elaboración Propia

Cuando existe una incidencia indirecta de una descarga atmosférica, es decir que no llega directamente a los conductores de la red de distribución, ocurre un fenómeno de sobretensión inducida, afectando a la red primaria como también a la secundaria. De acuerdo con Piantini (2008), a pesar que ese fenómeno es más frecuente que la descarga directa, generalmente no son instalados pararrayos de baja tensión para proteger los transformadores de distribución. Los estudios de Darveniza y Mercer (1989), Plummer (1994) muestra que, en situaciones encontradas por ellos, se trataba una acción eficaz para mejorar la protección contra las sobretensiones con la consiguiente reducción en el número de fallos de los equipos.

2.2.4.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS.

El principio de funcionamiento de un pararrayos es el resistor no lineal, que presenta una alta resistencia para bajas tensiones y una baja resistencia para altas tensiones. El elemento que actúa como resistor no lineal utilizado actualmente en las redes de distribución de energía eléctrica es el Óxido de Zinc (ZnO), y que anteriormente era el Carburo de Silicio (SiC). Internamente el pararrayos, existe una asociación en serie de ZnO , como se muestra en la Figura 2.5.

Figura 2.5 Óxido de Zinc



Fuente: Elaboración Propia

Según Abdel-Salam (2000), la corriente de los varistorés está relacionada con una tensión aplicada de acuerdo con la ecuación:

$$I = cV^\alpha \dots\dots\dots (2.2)$$

Donde “c” es una constante y “α” es un exponente no óhmico dado por:

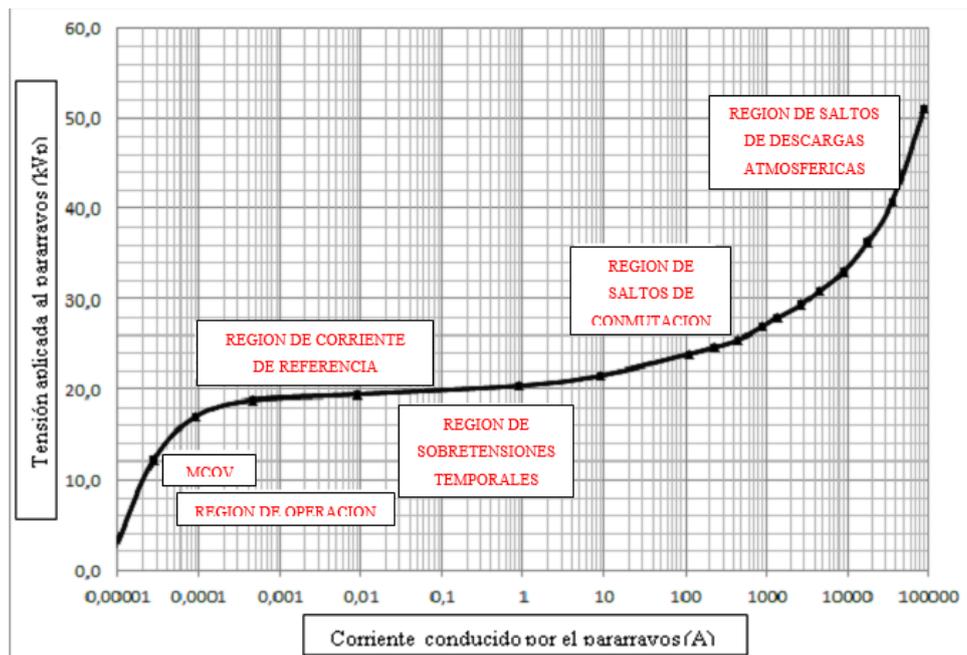
$$\alpha = \frac{Vdl}{IdV} \dots\dots\dots (2.3)$$

Si $\alpha = 1$ se tiene un resistor lineal (óhmico) y si $\alpha = \infty$ se tiene una no lineal ideal. Los varistorés de ZnO, representan α variando de 30 hasta 100, mientras que las de SiC representan α hasta 10, evidenciando así, una característica no lineal mejor del primero a comparación del segundo. Una curva V-I, presentada, de manera genérica.

ABDEL-SALAM, M. et al.(2000). **High-voltage engineering: theory and practice.** 2nd ed.rev. e exp. New York: CRC Press.

En la Figura 2.6. Tiene las siguientes regiones y puntos de referencia.

Figura 2.6 Curva V-I de un pararrayos de Óxido de Zinc



Fuente: Elaboración Propia

- Región de Operación: representa la corriente que será conducida por el pararrayos, la tensión nominal del Sistema eléctrico en cuestión. En esa región, apenas algunos miliamperios de corriente de fuga capacitiva son conducidos por el pararrayos, siendo este valor definido por cada fabricante. Además de eso, esa región es bastante dependiente de la temperatura ambiente.
- El punto MCOV (Maximum Continuous Operating Voltage) indica la tensión máxima de operación que puede ser aplicada continuamente a los terminales del pararrayos, conforme a la definición de la IEEE (2009).
- La región V_{ref} e I_{ref} (tensión y corriente de referencia, respectivamente) es aquella en la cual la corriente conducida por el pararrayos cambia de característica capacitiva a resistiva. En esa región pequeñas variaciones en la tensión aplicada en los terminales del pararrayos implican grandes variaciones de corriente conducida por el mismo.
- La región de sobretensiones temporarias también incluye un punto de V_{ref} . Esa hipótesis puede ocurrir, por ejemplo, en el momento de un cortocircuito cuando las fases involucradas sufren una sobretensión.
- En las regiones de sobretensiones por descargas atmosféricas, los pararrayos están en conducción. Las formas de onda de las Corrientes serán impulsivas, es decir, orden temporal en milisegundos y microsegundos para los casos arriba tratados. En ese momento los vari torés son prácticamente independientes de la temperatura.

2.2.4.3. FALLAS EN LOS PARARRAYOS.

Diversos estudios sobre fallas en los pararrayos fueron encontrados en la literatura técnica. Entre aquellos que fueron estudiados, se puede destacar el de Sakshaug, Burke y

Kresge (1989), donde fueron hechas varias comparaciones entre el desempeño de los pararrayos de carbonato de silicio y los de óxidos metálicos. Estos equipamientos pueden presentar fallas en su operación por diversos motivos, variando de sistema en sistema.

Los autores propusieron la siguiente clasificación:

- Presencia de humedad y contaminación.
- Sobre tensiones.
- Duración y la intensidad de los brotes excesiva.

Se presentan algunos orígenes posibles para cada causa de falla de pararrayos.

Tabla 2.2 Posibles causas de fallas de los pararrayos y sus orígenes

CAUSA DE FALLAS EN LOS PARARRAYOS	ORIGEN DE LA FALLA
Presencia de humedad	Fallas en el sistema de embalaje y/o rajaduras en el aislamiento
Contaminación	Acumulación de polvo en el aislamiento del pararrayos
Sobretensiones	Falta de regulación de tensión, falta de puestas a tierra
Brotos eléctricos de excesiva duración y/o intensidad	Aumento de energía disipada por los pararrayos

Fuente: Elaboración Propia

Los autores concluyeron que los pararrayos de óxidos metálicos son menos susceptibles a fallar por presencia de humedad y contaminación cuando comparados con los de carbonato de silicio. Sin embargo, el primero puede fallar más fácilmente debido a una sobretensión, dado que, mediante la presentación de una característica no lineal más que el segundo pequeñas variaciones de voltaje en sus terminales implican en mayores valores de corriente conducidas a tierra, resultando en un mayor calentamiento y

aceleración de la tasa de envejecimiento. Por fin, ellos concluyeron que los pararrayos los óxidos metálicos presentan una mayor absorción de energía que los de carbonato de silicio y que la probabilidad de encontrar una falla puede ser alta en regiones con altas intensidades de descargas atmosféricas.

De acuerdo con Singh y Singh (2002), la contaminación de pararrayos es proveniente de la acumulación de polvo en la superficie. Como resultado, puede existir una corriente de fuga mayor, resultando en un calentamiento más alto, y distribución no lineal detención a lo largo del equipo. Esta última puede causar una atención eléctrica excesiva en pequeñas regiones del pararrayos, o que puede causar ruptura externa.

SINGH, R. P.; SINGH, T. V. P. (2002). Influence of pollution on the performance of metal oxide surge arresters. In: IEEE CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING, 2002. **Proceedings...** New York: IEEE. v.1, p.224-229.

Tighilt, Bayadi y Haddad (2010), propusieron un modelo de circuito eléctrico para los pararrayos considerando la influencia de una capa de polvo. Para desenvolver ese modelo, o método de los elementos finitos fue aplicado para calcular las capacitancias parasitas y una distribución no uniforme de tensión. Un camino para la conducción de corrientes parasitas es creado cuando la superficie posee polvo. Entretanto, en ambos casos, no fueron verificados divergencias entre las corrientes parasitas internas de los pararrayos.

TIGHILT, F.; BAYADI, A.; HADDAD, A. M. (2010). Voltage distribution on ZnO polymeric arrester under pollution conditions. In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 45., 2010. **Proceedings...** [S.l.:s.n.]. p.1-5.

2.2.5. PROTECCIÓN CONTRA SOBRE CORRIENTE.

El equipamiento utilizado para la protección de transformadores de distribución contra sobre corriente interruptor y un fusible, conforme a la figura 2.7.

Figura 2.7 Interruptor- fusible



Fuente: Elaboración Propia

El fusible instalado es determinado a partir de la potencia nominal del transformador y tensión de operación de la red en cuestión con conforme a la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Fusibles para transformadores de distribución

POTENCIA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR (KVA)	FUSIBLE DE ENLACE	
	10 kVA o 13.2 kVA	22.9 kVA
5	1H	1H
10	1H	1H
15	1H	1H
30	2H	1H
45	3H	2H
75	5H	3H
100	6K	5H
150	8K	5H
200	10K	8K
300	15K	10K

Fuente: Elaboración Propia

2.3. FALLAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL PERÚ.

Como puede ser verificado, una gran cantidad de causas de fallas de transformadores, tanto de distribución como de potencia. En el Perú se encontró una creciente preocupación por la calidad de energía eléctrica ofrecida por los concesionarios para los consumidores. En el caso de fallas en transformadores, cuando ocurre una, invariablemente ocurrirá una interrupción de energía eléctrica. Consecuentemente habrá un crecimiento de desaprobación en la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica, pudiendo generar resarcimientos por parte de las concesionarias para los consumidores. Así, reducir el número de fallas de los transformadores de distribución contribuye directamente para la mejoría de la calidad de energía ofrecida por una concesionaria, como una confiabilidad del sistema de distribución de energía eléctrica.

Para qué se tenga una conclusión sobre las principales causas de fallas de transformadores de distribución en el Perú, es necesario que sea hecha una movilización por parte, principalmente, de las concesionarias de energía eléctrica para la obtención de información. Con esto sería posible identificarlos por región, fabricante, año de fabricación entre otros aspectos, pudiendo entonces generar políticas, ya sea de mantenimiento sea de alteraciones de los proyectos, que podrían ser reducidos a niveles aceptables.

2.4. CONSIDERACIONES FINALES

En este capítulo fueron presentadas las principales causas de fallas en transformadores de distribución a partir de una revisión técnica. Basándose en la

clasificación propuesta por Bartley (2003), procurándose presentar trabajos relevantes sobre cada causa de falla separadamente y mostrar cuáles son sus efectos menos transformadores. Además de esto, se procuró presentar cuáles de las medidas fueron tomadas para intentar reducir la tasa de fallas y técnicas de mejora entre otros.

Como puede ser verificado, identificar la causa real de una falla de un transformador de distribución puede ser una tarea relativamente ardua. Diversos investigadores alrededor del mundo buscan maneras de diagnosticar un transformador o mejor los ya existentes. Sin embargo, se observa que una mayor importancia estatal a aquellos de potencia, visto que son activos y de mucho costo, en una orden de millones de dólares y que, en el momento de una falla, puede generar grandes perjuicios económicos e interrupciones muy fuertes de energía eléctrica para una gran cantidad de consumidores. Cuando se piensa que los transformadores de distribución, se puede decir que poco interés, como los costos sociales y económicos son mucho menores comparados a los transformadores de potencia, una falla no es generalmente tratada como un problema económico grave.

Como resultado, no existen muchos estudios en una literatura técnica que analicen las fallas que los transformadores de distribución, por tanto, la importancia de este trabajo.

CAPITULO III

3.1. MATERIALES Y MÉTODOS

En este capítulo serán presentados las metodologías y los ensayos utilizados los que deben ser realizados para analizar las causas que fallas en los transformadores de distribución. Además de esto, serán presentadas algunas propuestas de mejoría que completarán los resultados obtenidos por el método original.

Serán presentados, también, los ensayos realizados para verificar la condición de operación de los pararrayos, esto es, para saber si están aptos a ser instalados en las redes de distribución de energía eléctrica.

3.2. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

En el Perú, durante muchos años fue desenvuelta una metodología para analizar los consumidores de distribución por las concesionarias de energía eléctrica, siendo así posible determinar las principales causas de fallas. Con todo esto de la privatización de las concesionarias, esta metodología se encontró restringida a las empresas reformadas. Recientemente, ella fue rescatada y aplicada para detectar las principales causas de fallas en los transformadores de distribución dentro de las redes de una concesionaria de energía eléctrica durante un periodo de 10 años. Los transformadores que fallaban fueron analizados por medio de esta metodología, para transformadores de distribución lo que resultó en un concepto de datos.

Esta metodología mostró ser una importante aliada en la identificación de causas de fallas en los transformadores de distribución, pero también un instrumento muy importante para analizar aquellas más frecuentes en las redes de distribución en una región dada por una concesión. Ella consiste en una síntesis de observaciones hechas por innumerables equipos técnicos con una amplia experiencia en trabajos de campo y puede ser dividida resumiendo en tres etapas:

- Inspección visual en la parte externa del transformador de distribución
- Análisis físico-química (contaminación de aceite)
- Inspección visual en la parte interior del transformador de extinción

A pesar de simples, estas técnicas se han mostrado muy poderosas a la hora de entender la identificación de las causas de fallas de los transformadores de distribución. Ahora pasaremos a dar una breve explicación de cada una de las etapas de esta metodología.

3.2.1. INSPECCIÓN VISUAL EXTERNA

La inspección visual externa tiene una finalidad de detectar probables daños en los bornes de alta y baja tensión, corrosiones y vaciamiento del tanque de aceite, como también la presencia de elementos extraños, como nidos de aves. Es posible identificar, también, si el transformador ya fue reparado anteriormente.

3.2.2. ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO

Una muestra de aceite aislante es retirada del transformador de distribución con el objetivo de realizar un análisis físicoquímico. A diferencia de los transformadores de potencia, no se hacen el análisis cromatográfica, pues los gases se pueden desprender

debido al tiempo de transporte. Los ensayos fisicoquímicos de estar de acuerdo con las normas técnicas vigentes, resumidas en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Criterios que serán tomados en el análisis físico químico y las normas técnicas relacionadas.

Análisis físico - químico	Norma técnica relacionada
Contenido de agua - ppm (medido)	Ninguna
Contenido de agua - ppm - 20°C (corregido)	NBR 10710
Factor de potencia 100°C	NBR 12133
Rigidez dieléctrica	NBR IEC 60156
Índice de neutralización	NBR 14248
Tensión interfacial	NBR 6234
Color	NBR 14483
Densidad relativa 20/4°C	NBR 7148
Aspecto Visual	Ninguna

Fuente: Elaboración Propia

3.2.3. INSPECCIÓN VISUAL INTERNA.

Los transformadores son abiertos para que sus partes internas sean inspeccionadas, procurando identificar los efectos físicos observables de cada causa de falla. Además de esto, es una manera de identificar daños no detectables por los ensayos fisicoquímicos como, por ejemplo, corto circuito externo. Las tablas 3.2 y 3.3 muestran la relación entre efectos físicos y causas de fallas.

Tabla 3.2 Causas de fallas de transformadores y efectos físicos observables durante la inspección visual.

Parte afectada	Posible causa de la falla		
	Descarga atmosférica	Corto-circuito externo	Corto-circuito interno
Bobinas de AT	Partes del aislamiento quemados, normalmente no ocurre deformaciones	Deformaciones mecánicas	No presentan señales de deformaciones mecánicas
Bobinas de BT			
Panel o conmutador	Corto circuito debido a la quemadura del material aislante		Sin efecto
Terminales de AT	Quemadura del aislador cerámico	Sin efecto	
Terminales de BT	Puntos quemados y deformación del material		
Núcleo	Puntos de fusión	Presencia de sedimento	Puntos de fusión en terminales de BT
Culata	Puntos quemados y deformación del material		Sin efecto
Cables de AT	Puntos quemados en el aislamiento, no ocurren deformaciones	Sin efecto	
Tanque interno	Puntos quemados	Sin efecto	Puntos quemados
Aceite	No cambia las características del aceite		Presencia de sedimento en el aceite y partes activas

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3.3 Causas de fallas de transformadores y efectos físicos observables durante la inspección visual.

Parte afectada	Posible causa de falla		
	Sobrecarga	Carga desbalanceada	Filtración de agua
Bobinas de AT	Los aislamientos aparecen oscuros en todas las fases, no presentan deformaciones mecánicas	Los aislamientos aparecen oscuros en 1 o 2 fases, no presentan deformaciones mecánicas	Puntos quemados a lo largo del papel aislante
Bobinas de BT			Efecto no visible, descomposición del papel aislante
Panel o conmutador	Deposición de sedimento sobre la placa aislante	Sin efecto	Corto circuito debido a la quemadura del material aislante
Terminales de AT	Sin efecto		
Terminales de BT			
Núcleo	Puntos de fusión en terminales de BT	Presencia de sedimento	Señales de óxido, incrustaciones de óxido y burbujas de agua
Culatas	Sin efecto		
Cables de AT	Sin efecto		Sin efecto
Tanque interno			Presencia de agua en el fondo del tanque
Aceite	Presencia de sedimento en el aceite y partes activas y coloración oscura del aceite	Presencia de sedimento en el aceite y partes activas y coloración oscura del aceite	Presencia de agua en el aceite

Fuente: Elaboración Propia

3.3. ENSAYOS COMPLEMENTARIOS

Además de los ensayos de la metodología, son propuestas algunas nuevas para refinar los resultados, identificando las causas de fallas con mayor eficiencia. Los ensayos complementarios serán brevemente presentados.

3.3.1. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

Conforme IEEE (1992), ensayos de relación de transformación es realizado aplicando una tensión AC de valor conocido, en el lado de alta y midiendo la tensión inducida en el lado de baja. Su objetivo es verificar si existen un rompimiento o corto circuito de alguna bobina por la ausencia de lectura de tensión en el lado de baja tensión.

3.3.2. MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE POLARIZACIÓN Y DE ABSORCIÓN DIELECTRICA.

Según el acuerdo con la IEEE (1992), el propósito de los ensayos de medición de resistencia y aislamiento es la verificación de condición general del sistema de aislamiento del transformador, esto es, el aislamiento entre bobinas y entre estas y el tanque. Este ensayo debe ser hecho con un mego metro que aplique tensión en CC y que cambie la resistencia de aislamiento en mega ohmios. Debe ser medida la resistencia de aislamiento entre los terminales de alta y baja tensión, terminales de alta tensión y el tanque, por fin, terminales de baja tensión y tanque. En el caso de los transformadores de distribución de clase 5kV, la medición es realizada aplicándose 220kV de tensión continua durante 10 minutos.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. (1992).

C57.125-1991: IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, and Analysis for

Power Transformers and Shunt Reactors.

Los índices de polarización y absorción dieléctrica son basados en las medidas de resistencia de aislamiento después de 30 segundos, 1 minuto y 10 minutos de prueba y calculados conforme la ecuación (3.1) y (3.2):

$$IP = \frac{R_{10min}}{R_{1min}} \dots\dots\dots (3.1)$$

$$IP = \frac{R_{1min}}{R_{30seg}} \dots\dots\dots (3.2)$$

Donde IP es el índice de polarización, IAD es el índice de absorción dieléctrica R_{30seg} , R_{1min} y R_{10min} son valores medidos con 30 segundos, 1 minuto y 10 minutos de pruebas.

Con estos dos índices es posible verificar la condición de aislamiento solida del transformador. Se presentan valores bajos, se puede concluir que hubo penetración de humedad en el papel aislante. De acuerdo con Milasch (1984) y la IEEE (1992), la condición de aislamiento solida está relacionada con los índices de polarización y de absorción dieléctrica como está indicado en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Índices de polarización y absorción dieléctrica

Condición de aislamiento solida	Índice de polarización	Índice de absorción dieléctrica
Peligrosa	Debajo de 1	Debajo de 1.1
Débil	1.0 - 1.1	1.1 - 1.25
Cuestionable	1.1 - 1.25	1.25 - 1.4
Razonable	1.25 - 2	1.4 - 1.6
Buena	Encima de 2	Encima de 1.6

Fuente: adaptado de Milasch (1984) e IEEE (1992)

De acuerdo con el trabajo de Naiqing y Fa (1988), ambos índices deben ser verificados. Sin embargo, el índice de polarización puede ser considerado más importante entre los dos, ya que toma en cuenta el transformador que tiene más altas constantes de tiempo de absorción.

3.3.3. ENSAYO DE TENSIÓN APLICADA

Este ensayo es utilizado para detectar fallas de aislamiento de las bobinas del transformador, conforme explica la IEEE (1992). Quan (2012) clasifica esta prueba como el más efectivo y directo en la detección de condiciones de aislamiento del transformador, la detección de fallas en el aislamiento de las bobinas es para determinar si el equipo debería salir de operación. La prueba se realizó, aplicándose una tensión AC en los terminales de alta hasta que la tensión nominal sea aplicada o el equipo indique que se encontró una falla de aislamiento. En este caso, esto indicara la mayor tensión que fue aplicada antes de que el aislamiento fallara.

3.4. ENSAYOS EN LOS PARARRAYOS

Para verificar las condiciones de los pararrayos, fueron realizados los siguientes ensayos que serán brevemente explicados en las próximas sesiones:

- Tensión de referencia y corriente de fuga
- Descargas parciales
- Tensión residual (o de descarga)
- Filtración

Con estos ensayos es posible obtener informaciones sobre las condiciones de operación de los pararrayos, esto es, si están adecuados o no para ser instalados. Se resalta

aquí que esos ensayos no colaboran para determinar la causa de falla de un equipo como, por ejemplo, un transformador de distribución.

3.4.1. TENSIÓN DE REFERENCIA Y CORRIENTE DE FUGA

De acuerdo con la International Electrotechnical Commission – IEC (2001), la tensión de referencia de un pararrayos es el valor de pico dividido por $\sqrt{2}$ que, cuando es aplicada a los terminales de este, produce una corriente de referencia. Esta última ocurre cuando la parte resistiva de corriente de conducción del pararrayos se toma más predominante que la parte capacitiva (corriente de fuga). La tensión de referencia es definida por la ecuación (3.3):

$$V_{ref} = \frac{V_{pico}}{\sqrt{2}} \dots \dots \dots (3.3)$$

Donde V_{ref} es la tensión de referencia y V_{pico} es la tensión de pico.

IEC 60099-4 (2001): Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems. Geneva.

Cada fabricante debe informar cuales son los valores normales de corriente y tensión de referencia. Estos ensayos pueden ser utilizados para verificar los pararrayos para saber si está en condiciones de operación, en caso de falla del mismo, puede indicarse que fue debido al paso de grandes valores de corriente (WOODWORTH, 2011).

Segundo Kodaira (2013), este ensayo es importante para verificar si tuvo alguna alteración en la característica no lineal del pararrayos.

3.4.2. DESCARGAS PARCIALES

De acuerdo con la IEEE (2012b), descargas parciales son descargas eléctricas localizadas resultado de la ionización de un sistema de aislamiento cuando la tensión aplicada excede un valor crítico. Ese fenómeno ocurre cuando hay una pequeña región dentro de un dieléctrico con rigidez dieléctrica menor que la del propio dieléctrico. De esta forma, al aplicar una gradiente de potencial, podrá ocurrir ruptura dieléctrica en esa pequeña región.

IEEE Standard C62.11-2012 (2012b): IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits (>1 kV). p. 1-121. Revision of IEEE Standard C62.11-2005

De acuerdo con IEC (2000), una medición de descarga parcial indica cual es la cantidad de cargas que se usan en un determinado espacio de tiempo en el sistema, produciendo el mismo efecto de la propia descarga parcial (tensión o corriente), en picoCoulombs (pC). El procedimiento para la medición de descargas parciales debe ser realizado de acuerdo con la IEEE (2009c) y no debe exceder los 10pC, caso contrario el pararrayos será considerado no apto para el uso.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (2000). **IEC 60270**: High-voltage test techniques: Partial discharge measurements. Geneva.

Este ensayo es importante para verificar la condición de aislamiento interna del pararrayos. El trabajo de Izumi, Honda y Tanaka (1991) muestra que las descargas parciales pueden producir gases (O_2 , O_3 , CO_2 entre otros) que pueden deteriorar los pararrayos.

Además de esto, Segundo Kodaira, en este ensayo verifico una cualidad de contacto entre los bloques de ZnO.

La figura 3.1 presenta un bloque de ZnO que puede presentar problemas de descargas parciales por la falla presentada en la capa metálica, que causa distribución no uniforme de tensión y corriente.

Figura 3.1 Bloque de ZnO presenta falla por descargas parciales.



Fuente: Elaboración Propia

La situación presentada en la figura 3.2 también puede ser una fuente de problemas por las descargas parciales por la falla de contacto en el bloque de ZnO. La separación de bloque puede ocurrir cuando da paso a grandes corrientes.

Figura 3.2 Bloque de ZnO separados



Fuente: Elaboración Propia

Por último, otro indicio de descargas parciales es la presencia de puntos de carbonización de la cinta aislante que envuelve el bloque de ZnO, como se presenta en la figura 3.3.

Figura 3.3 Puntos de carbonización de la cinta aislante que envuelve el bloque de ZnO.



Fuente: Elaboración Propia

3.4.3. TENSIÓN RESIDUAL O DE DESCARGA.

De acuerdo con la IEC (2001), la tensión residual es el valor pico que aparece entre los terminales de los pararrayos en el momento del paso de corriente de descarga. Esa tensión debe ser determinada con diferentes formas de onda. Otro uso a largo plazo es la tensión de descarga, como es definido en la IEEE (2009).

IEC 60099-4 (2001): Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems. Geneva.

Esa es una de las características más importantes de los pararrayos e indican una tensión en el cual el equipo protegido se somete si sus terminales están muy próximos, como muestra Mamade Filho (2005). O sea, un aumento en la tensión residual significa

que el equipo protegido será sometido a una tensión igualmente mayor, indicando una reducción de margen de protección. En caso que la tensión residual disminuya, la corriente de descarga nominal de los pararrayos y su temperatura aumentara.

La variación de corriente de descarga nominal del pararrayos es dada por la ecuación 3.4:

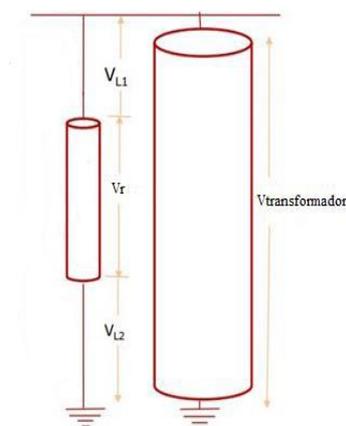
$$I_d = \frac{2V_s - V_r}{Z} \dots \dots \dots (3.4)$$

Donde:

- I_d es la corriente de descarga (kV)
- V_s es la tensión soportable de impulso del Sistema (kV)
- V_r es la tensión residual (kV)
- Z es la impedancia (Ω).

De acuerdo con la IEEE (2009), la tensión a la cual el equipo protegido, será sometido, será la sumatoria de tensión residual del pararrayos y de las tensiones que surgen en los mismos cables de conexión, esto es, los cables de fase a tierra. Por la característica inductiva de esos conductores, la tensión que será establecida dependerá de la tasa de variación de la corriente de descarga y de la compresión de los cables, siendo esta última considerada entro el punto de conexión del cable de fase con la red de interconexión del cable a tierra con un aterramiento de equipo protegido. La figura 3.4 ilustra este concepto.

Figura 3.4 Tensión aplicada en equipo protegido por el pararrayos



Fuente: SAKSHAUG, E. C.; BURKE, J. J.; KRESGE, J. S. (1989). Metal oxide arresters on distribution systems: fundamental considerations. IEEE Transactions on Power Delivery, v.4, n.4, p.2076-2089.

3.4.4. FILTRACIÓN

Como vimos en el trabajo de Sakshaug Burke y Kresge (1989), la filtración de agua es una de las principales causas de fallas de los pararrayos. De esta forma, verificar su filtración es una manera de verificar si el equipo puede presentar falla por esa causa.

En esta prueba, el pararrayos es inmerso en un tubo con agua donde se produce vacío. El propósito de esta prueba es verificar si el equipo presenta problemas de filtración de agua en algún punto de su estructura (superficie de cobertura polimérica, extremidades y etc.). En el caso de que el equipo presente burbujas saliendo de su interior, se puede concluir que existe una falla en el sellado.

3.5. CONSIDERACIONES FINALES

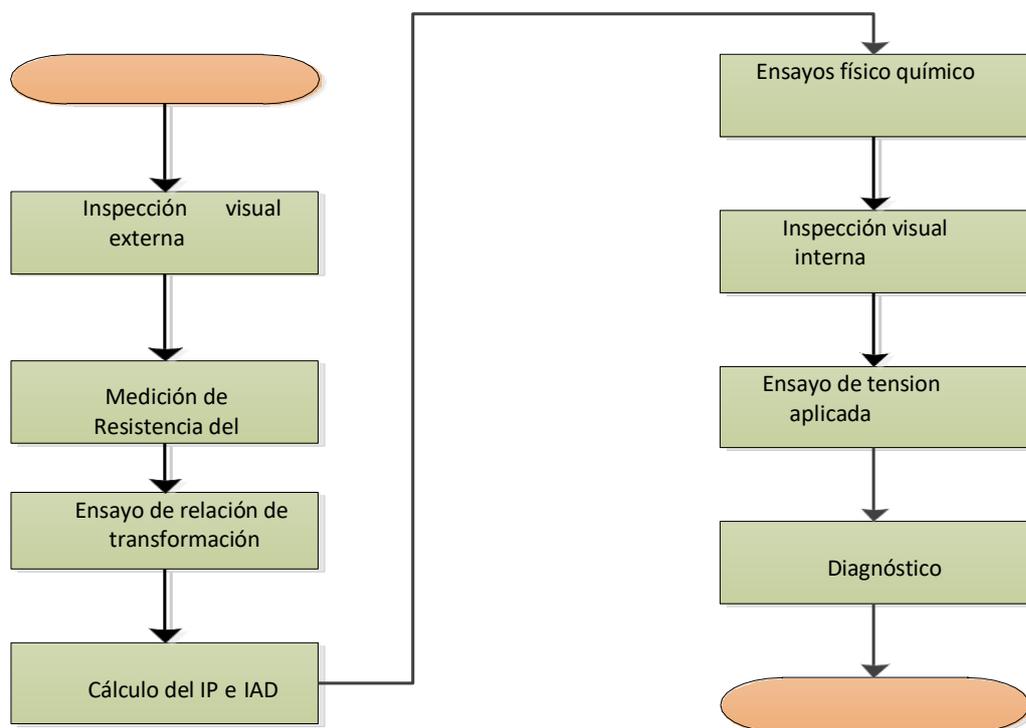
La metodología presentada es una herramienta bastante poderosa para determinar la causa de falla de los transformadores de distribución. Los ensayos complementarios

presentados procuran priorizar el diagnóstico del transformador y en el caso en que las dudas generadas más las informaciones que puedan llevar a la causa correcta de la falla.

Es importante destacar que, con excepción del ensayo de tensión aplicada, todos los demás son ensayos no destructivos. Siendo así, la orden en que son realizados es irrelevante, desde que la tensión aplicada sea el último de ellos. La figura 3.5 presenta un diagrama de flujo con la secuencia de ensayos que será adoptada en este trabajo para determinar la causa de la falla en los transformadores de distribución que serán analizados.

Los ensayos presentados que deben ser realizados en los pararrayos tienen como objeto principal el de determinar si los mismos están en condiciones de operación o no. Si es así, no es posible obtener ninguna información sobre la causa de la falla, en el caso de este trabajo, un transformador de distribución. Es posible, sin embargo, verificar el pararrayos ensayado sería capaz de operar correctamente. Esto es, proteger adecuadamente los equipos de la red de distribución.

Figura 3.5 Diagrama de flujo de la metodología y análisis complementario



Fuente: Elaboración Propia

CAPITULO IV

4.1. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo serán presentados los análisis hasta este momento, como también los resultados obtenidos. Primero, serán analizados los transformadores de distribución dañados utilizados, presentados, para identificar cual es la causa de la falla de cada uno de ellos. En seguida, será presentado un estudio cuantitativo de un banco de datos, ofrecido por la concesionaria de energía eléctrica, para determinar cuáles son las causas de fallas de los transformadores de distribución más frecuentes en su área de concesión, además de levantar algunas hipótesis para explicarlas. Finalmente, serán analizados treinta pararrayos de distribución, que estaban instalados en la red de distribución, para verificar sus condiciones.

4.2. ANÁLISIS DE LOS TRANSFORMADORES DAÑADOS

En esta etapa del trabajo, ocho transformadores dañados fueron analizados por medio de la técnica presentada para que cada causa de falla fuese determinada.

Varios de los transformadores analizados fueron recopilados del almacén ubicado en el distrito de Juli, donde se encuentran la mayoría de los transformadores averiados pertenecientes a la empresa Electro Puno S.A.A.

Estos equipos fueron facilitados por la empresa Electro Puno S.A.A. específicamente por servicio eléctrico de Desaguadero de manera aleatoria, sin dar preferencia de fabricantes. La tabla 4.1. presenta los años de fabricación de los transformadores y sus potencias nominales.

Tabla 4.1 Características de los transformadores analizados

Numero	Potencia kVA	Modelo	Año de fabricación
1	5	503876-26	2014
2	5	503625-50	2014
3	5	502691-22	2013
4	5	502058-03	2013
5	5	503815-88	2014
6	5	503626-08	2014
7	5	500903-30	2010
8	5	502694-99	2008

Fuente: Elaboración Propia

4.2.1. ENSAYOS DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Todos los transformadores fueron sometidos a pruebas dentro de las instalaciones de Electro Puno S.A.A. con la debida capacitación, protección y supervisión del personal profesional correspondiente a dichas pruebas necesarias para la adecuada formulación de los resultados a obtener.

El ensayo de relación de transformación fue el primero a ser realizado aplicándose una tensión alternada de 220 V en los terminales de alta tensión y midiéndose la tensión

inducida en los terminales de baja tensión. Sus resultados están presentados en la tabla

4.2.

Tabla 4.2 Ensayo de relación de transformación.

NUMERO	POTENCIA	AÑO DE FABRICACION	MARCA
1	5 KVA	2014	I&T
2	5 KVA	2014	I&T
3	5 KVA	2013	I&T
4	5 KVA	2013	I&T
5	5 KVA	2014	I&T
6	5 KVA	2014	I&T
7	5 KVA	2010	I&T
8	5 KVA	2008	I&T

Fuente: Elaboración Propia

Los transformadores presentaron resultados normales.

4.2.2. MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE POLARIZACIÓN Y DE ABSORCIÓN DIELECTRICA

En esta sección serán presentados los resultados de los cálculos de los índices de polarización y absorción dieléctrica, ambos obtenidos a partir de la medición de resistencia de aislamiento, de acuerdo con las ecuaciones mostradas en el capítulo 3, para los ocho transformadores de distribución analizados.

La tabla 4.3 presenta los índices de polarización (IP) y de absorción dieléctrica (IAD) calculados a partir de las mediciones de resistencia de aislamiento.

Tabla 4.3 Índices de polarización y absorción dieléctrica de los transformadores analizados.

Transformador	1	2	3	4	5	6	7	8
Índice de polarización								
Alta x tanque	1.26	1.74	1.09	1.90	1.02	1.37	2.42	1.71
Baja x tanque	1.99	1.24	0.97	1.23	1.40	1.15	2.30	1.84
Alta x baja	3.40	2.54	1.11	2.65	1.88	1.56	3.89	2
Índice de absorción dieléctrica								
Alta x tanque	1.38	2.30	1.14	2.26	1.14	1.55	3.40	2.01
Baja x tanque	2.62	1.51	0.99	1.64	1.69	1.32	2.93	2.56
Alta x baja	4.76	2.94	1.18	3.65	2.38	1.91	6.29	2.62

Fuente: Elaboración Propia

Los transformadores 3, 5, 6 y 8 presentan índices de polarización o de absorción dieléctrica debajo de los deseados, indicando que el aislamiento no estaba en buenas condiciones. Por tanto, estos equipos probablemente absorción de agua por el papel aislante o existía suciedad en el aceite. Para confirmar, es necesario retirar una muestra de aceite aislante para hacer los ensayos físicos.

4.2.3. INSPECCIÓN VISUAL INTERNA Y EXTERNA

La inspección visual externa fue la primera etapa a ser realizada en la investigación de la causa de falla en los transformadores de distribución analizados. Sin

embargo, esa etapa de la metodología será abordada juntamente con la inspección visual interna por cuestiones de organización del texto.

Algunos de los transformadores fueron abiertos para recibir una inspección visual completa para intentar indicar la causa de la falla.

4.2.4. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EXAMINADOS

4.2.4.1. Transformador 1

En la inspección visual externa no fue detectada nada fuera de lo normal, conforme la figura 4.1.

Figura 4.1 Transformador 1



Fuente: Elaboración Propia

La figura 4.2 muestra señales de que el transformador 1 sufrió daños por sobrecarga en el depósito de aceite y en el núcleo, además de esto el aceite presenta una coloración oscura, el núcleo también fue verificado, indicando posible filtración de agua, además de esto por los daños de madera existente entre las bobinas y el soporte del núcleo, se puede afirmar que ese transformador no fue transportado de manera adecuada.

Figura 4.2 Coloración oscura del aceite del transformador 1



Fuente: Elaboración Propia

4.2.4.2. Transformador 2

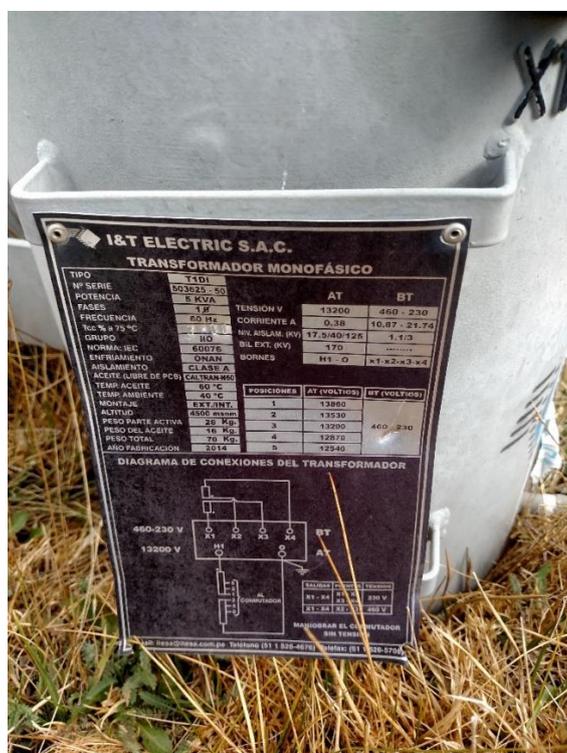
La inspección visual externa de este transformador detecto que ya había ocurrido un vaciado del aceite aislante a través del terminal de baja tensionX2 y que esa terminal fue substituido, visto que es diferente de los demás, conforme a la figura 4.5. Sin embargo, no se puede afirmar que esa fue la causa de falla de ese transformador, pero vemos que ni bien sufrió el daño fue reparado al instante.

Figura 4.3 Transformador 2



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.4 Placa del transformador 2



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.5 Manchas en el tanque del transformador 2 indican vaciamiento del aceite aislante en el terminal X2 de baja tensión es diferente de los demás, mostrándonos que fue reparado.



Fuente: Elaboración Propia

La figura 4.6 muestra formaciones de costras de óxido en las culatas y en el núcleo del transformador 2, indicándonos que hubo filtración de agua.

Figura 4.6 Detalle de las costras de óxido en la culata del transformador 2



Fuente: Elaboración Propia

4.2.4.3. Transformador 3

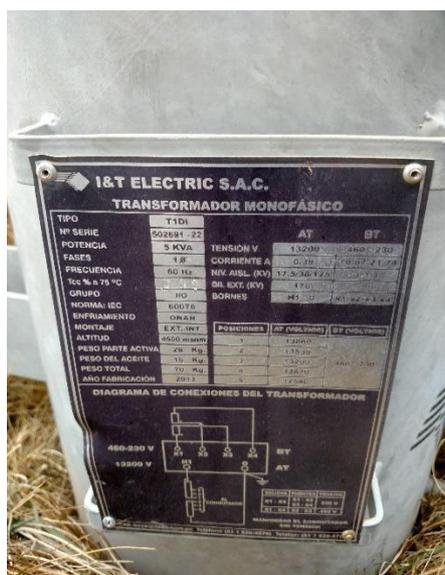
Externamente, el transformador 3 no presentó ninguna característica fuera de lo común, según se observa, solo sufrió deterioro por causa de la acción del tiempo, conforme la figura 4.7

Figura 4.7 Transformador 3



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.8 Placa del transformador 3



Fuente: Elaboración Propia

4.2.4.4. Transformador 4

La inspección visual externa se verifico que el transformador 4 ya no posee un casquillo de alta tensión (H1), indicando que la misma ya había presentado una falla a causa de una descarga atmosférica.

Figura 4.9 Transformador 4



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.10 Placa del transformador 4



Fuente: Elaboración Propia

4.2.4.6. Transformador 6

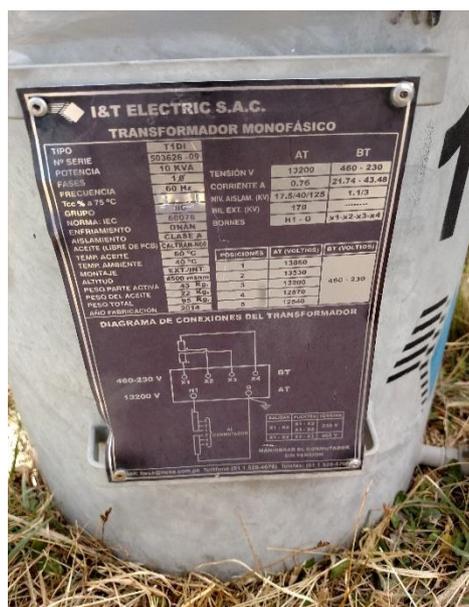
La figura 4.13 muestra el transformador 6 y que mediante la inspección visual no se puede determinar el motivo de la falla del mismo, indicándose que probablemente la falla sea un cortocircuito.

Figura 4.13 Transformador 6.



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.14 Placa del transformador 6



Fuente: Elaboración Propia

4.2.4.7. Transformador 7

No fue posible detectar nada fuera de lo normal para el transformador 7, mostrado en la figura 4.15.

Figura 4.15 Transformador 7



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.16 Placa del transformador 7



Fuente: Elaboración Propia

4.2.4.8. Transformador 8

No fue posible verificar visualmente, tanto internamente como también externamente, el cual fue la causa de falla del transformador 8. Las figuras 4.17 y 4.18 muestran al equipo y la placa respectivamente.

Figura 4.17 Transformador 8



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.18 Placa y Protocolo de pruebas del transformador 8

TRANSFORMADOR MONOFASICO EN ACEITE

OFF	113-0807
SERIE	S1-1131523
POTENCIA	5 KVA
TENSION	13200/460-230 V
CORRIENTE	0.76 / 21.7 A
NIV. AISLAM. AT	17.5 / 38 KV
NIV. AISLAM. BT	1.1 / 3 KV
CONEXION	II0
Tcc 75°C	2.5 %
FRECUENCIA	60 Hz
TEMP. ACEITE/CU	60 / 65 °C
ENFRIAMIENTO	ONAN
ALTITUD	4500 msnm
MONTAJE	EXTERIOR
NORMA	IEC 60076
TIPO DE ACEITE	ELECTRA 99
PESO DE ACEITE	40 Kg
PESO TOTAL	165 Kg
AÑO	2008

TAP	POS	H2 - H1	X2 - X1
1	1-2	13860	460
2	2-3	13530	
3	3-4	13200	X2-N / N-X1
4	4-5	12870	230
5	5-6	12540	

INDUSTRIA PERUANA

Fuente: Elaboración Propia

4.2.5. CAUSAS VERIFICADAS DE FALLAS DE LOS TRANSFORMADORES

La tabla 4.4 compara las causas de fallas identificadas por las pruebas eléctricas y físicas.

Tabla 4.4 Causas de fallas en los transformadores analizados.

Transformador	Falla identificada por pruebas físico - químicas	Falla identificada por metodología de investigación y otros	Verdadera causa de la falla
1	Filtración de agua	Sobrecarga y filtración de agua	Sobrecarga y filtración de agua
2	Filtración de agua	Filtración de agua	Filtración de agua
3	No identificada	No identificada	Cortocircuito interno
4	Cortocircuito externo/rompimiento de bobina	Cortocircuito externo	Cortocircuito externo
5	No identificada	No identificada	Cortocircuito interno
6	Filtración de agua	Filtración de agua	Filtración de agua
7	Filtración de agua	Filtración de agua	Filtración de agua
8	Filtración de agua	Filtración de agua	Filtración de agua

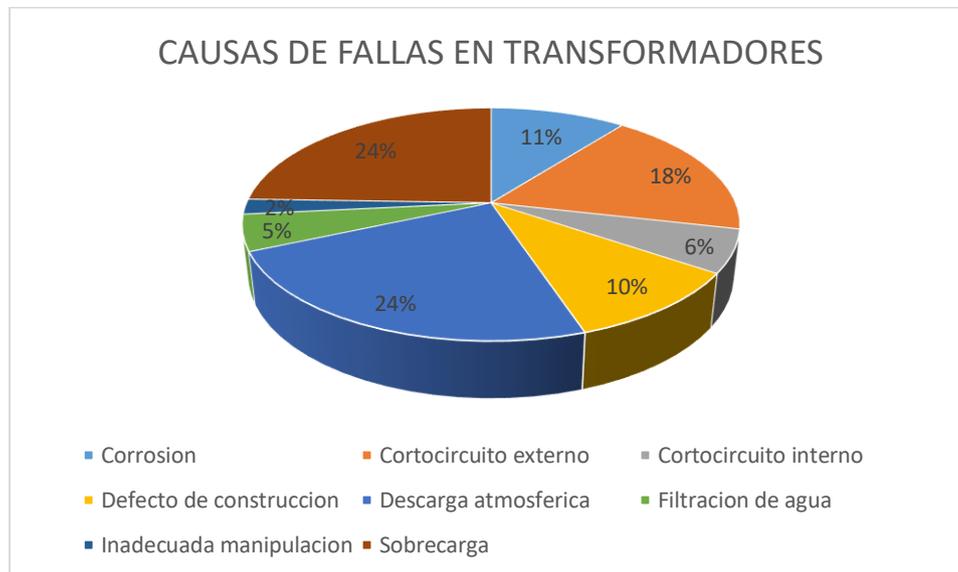
Fuente: Elaboración Propia

4.2.6. BANCO DE DATOS

Como ya fue mencionado en el capítulo anterior, el banco de datos utilizado en este trabajo contiene información referente a las fallas de 827 transformadores de distribución de la concesionaria de Electro Puno S.A.A. Una síntesis del banco de datos

puede ser vista en la figura 4.19, donde se relacionan los porcentajes de cada causa de falla de estos transformadores.

Figura 4.19 Causas de fallas de transformadores del banco de datos analizados.



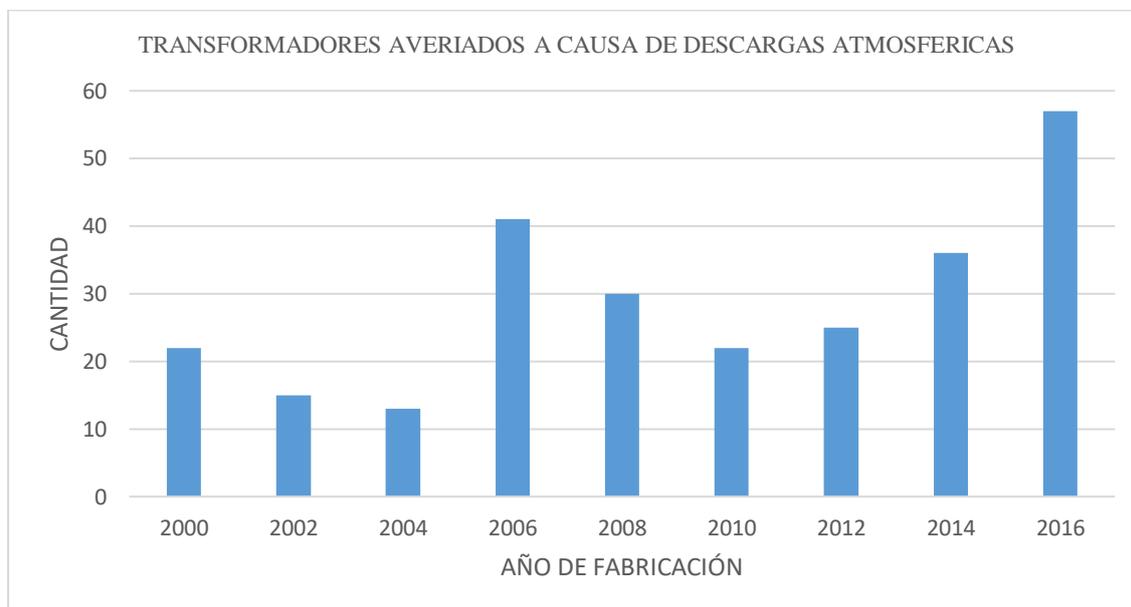
Fuente: Elaboración Propia

Se verifico que la principal causa de fallas de los transformadores de distribución en el banco de datos analizados es la sobrecarga, siendo responsable por 24.48% del total de los casos analizados, seguido por las descargas atmosféricas con el 23.51% y finalmente el corto circuito con un 18.08%.

Toda la información que se presenta a continuación, el cual fue utilizada para realizar el conteo de transformadores de distribución averiados fue facilitado por la empresa Electro Puno S.A.A. La información recibida sirve apenas como una visión generalizada del problema de fallas en los transformadores de distribución. Cuando se trata de cada falla o cada fabricante separadamente, podemos suponer nuevas hipótesis.

Por ejemplo, extrayéndose apenas las fallas por descargas atmosféricas es posible verificar los datos de fabricación de estos transformadores, conforme la figura 4.20.

Figura 4.20 Falla en transformadores de distribución a causas de descargas atmosféricas por año de fabricación.

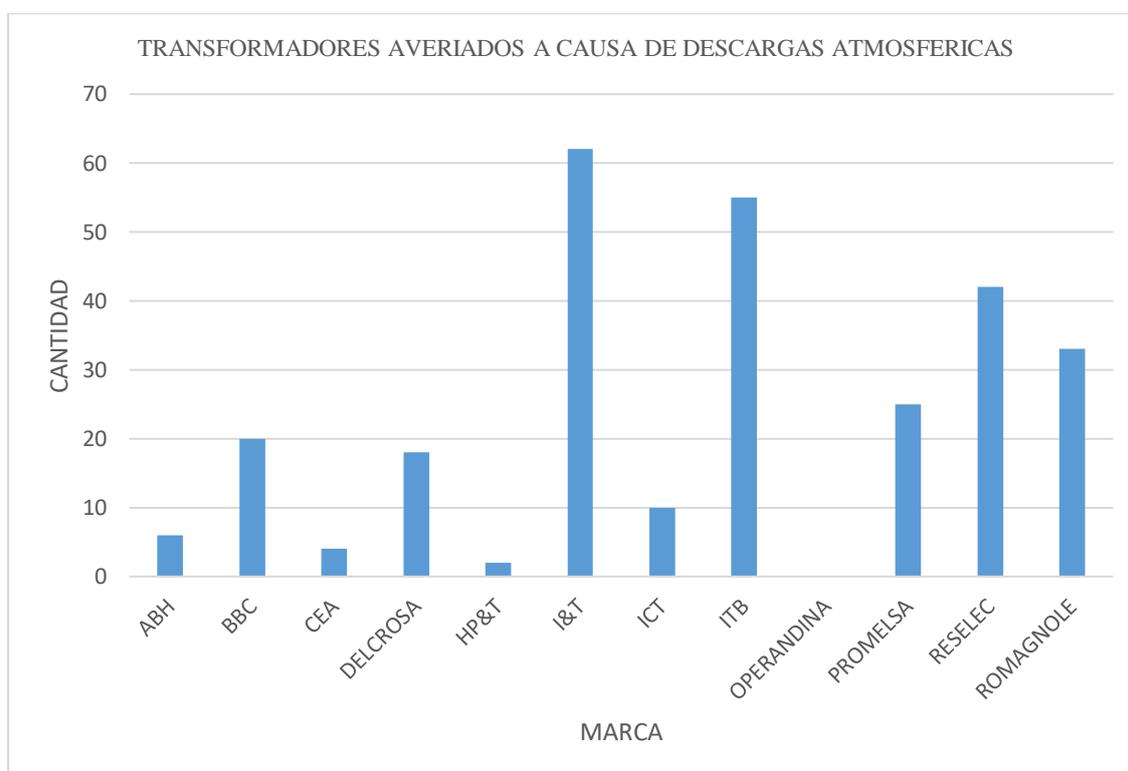


Fuente: Elaboración Propia

La figura 4.20 muestra todas las fallas por descargas atmosféricas durante un año de fabricación de transformadores del banco de datos analizados. Observándose que tienen una gran cantidad de fallas poco tiempo después de su año de fabricación, esto es, mucho antes de su vida útil proyectada (aproximadamente 30 años). Era de esperarse que los transformadores fabricados entre las décadas del 60 y 80 presentasen fallas, una vez que ya están en operación y mucho tiempo. Sin embargo, nótese que los transformadores de distribución fallaron con menos de 10 años de operación, lo que es totalmente inaceptable. Por ejemplo, aproximadamente 50 transformadores que fueron fabricados en el 2006 fallaron a causas de las descargas atmosféricas. Por tanto, se crea la hipótesis de que las posibles fallas de la fabricación de transformadores y/o sistemas de protección de los mismos.

En la figura 4.21, se tiene una cuantificación de las fallas de los transformadores a causa de las descargas atmosféricas por fabricante, donde se puede observar que algunos con una tasa de fallas mucho mayores comparados con otros. Este grafico corrobora apenas una hipótesis de error de fabricación observada anteriormente, sin influenciar en aquel sistema de protección.

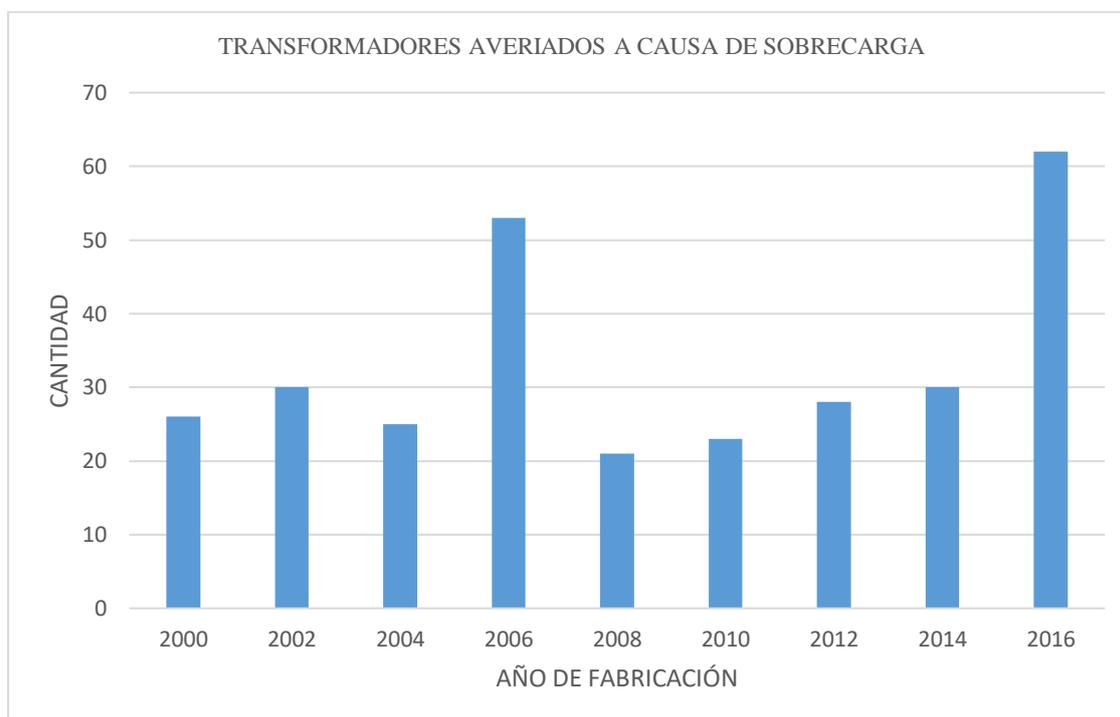
Figura 4.21 Cantidad de fallas en transformadores de distribución a causas de descargas atmosféricas por fabricante.



Fuente: Elaboración Propia

De manera análoga, fueron extraídos los años de fabricación de los transformadores que fallaron debido a la sobrecarga, conforme a la figura 4.22.

Figura 4.22 Cantidad de transformadores que fallaron a causa de sobrecargas por año de fabricación.

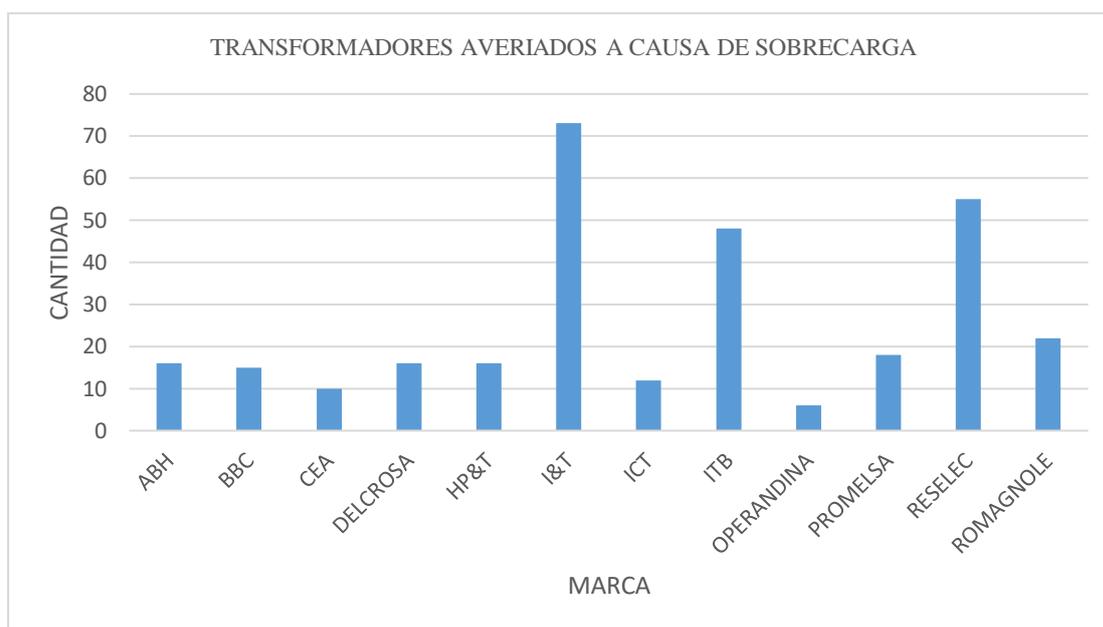


Fuente: Elaboración Propia

Obsérvese que, de la misma manera que en el caso de fallas por descargas atmosféricas, existe una gran número de transformadores que fallaron a causa de sobrecargas poco tiempo después de su fabricación. Por ejemplo, 62 transformadores que fueron fabricados en el 2006 fallaron por sobrecarga. A pesar del año en la cual ocurrió la falla fuese desconocido, estos equipos tenían un máximo de 5 años de operación, o sea, muy por debajo del tiempo esperado.

La figura 4.23 muestra la cantidad de transformadores que fallaron a causas de sobrecargas por fabricante y como fue verificado en el caso de descargas atmosféricas, los fabricantes con tasas de falla mucho mayores en comparación a otros, como en el caso del fabricante I.

Figura 4.23 Cantidad de transformadores que fallaron por sobrecarga por fabricante.



Fuente: Elaboración Propia

4.3. ANÁLISIS DE LOS PARARRAYOS.

En esta etapa del trabajo, fueron recolectados aleatoriamente 10 pararrayos de distribución de la empresa Electro Puno S.A.A. que estaban instalados en el distrito de Desaguadero. Entre ellos, algunos fueron seleccionados y enviados para los ensayos eléctricos. Uno de estos pararrayos está representado en la figura 4.24, donde es posible verificar la presencia de un grupo de polvo y polución en el aislante polimérico y que el mismo también está con unas de sus faldas deformadas, probablemente debido al transporte inadecuado del equipo.

Figura 4.24 Fotografía de un pararrayos.*Fuente: Elaboración Propia*

La tabla 4.5. Representa las características eléctricas de los pararrayos de acuerdo a cada fabricante. Los de los números 5,6 y 7 son pararrayos nuevos, es decir que estos pararrayos no fueron instalados en el campo, como los demás.

Tabla 4.5 Características eléctricas de los transformadores probados.

Pararrayos	Envoltura	Corriente de referencia (mA)	MCOV	Corriente de descarga nominal (kA)	Tensión residual
1	Polimérico	5	10,2	10	41,6
2	Polimérico	5	10,2	10	41,6
3	Polimérico	5	10,2	10	41,6
4	Polimérico	1	10,2	10	46,2
5	Polimérico	1	10,2	10	43,9
6	Polimérico	1	10,2	10	43,9
7	Polimérico	1	10,2	10	43,9
8	Cerámico	1	10,2	5	43,9
9	Polimérico	1	10,2	5	43,9
10	Polimérico	1	10,2	5	46,2

Fuente: Elaboración Propia

4.3.1. ENSAYO DE TENSIÓN DE REFERENCIA.

De acuerdo con la IEEE (2012b), la tensión de referencia no debe variar más que +5% y -5% del valor informado por el fabricante. En caso de que esto ocurriera, el pararrayos es considerado como no aprobado en este ensayo. La Tabla 4.6. representa los resultados de dicho ensayo.

Tabla 4.6 Prueba de tensión de referencia.

Pararrayos	Corriente de referencia (mA)	Tensión de referencia (V)	Tensión de referencia del fabricante (V)	Variación (%)
1	<1,5mA	<14kV	12	16,66
2	5	14	12	16,66
3	5	14	12	16,66
4	1	12,8	12	6,66
5	1	13	12	8,33
6	1	13,2	12	9,99
7	1	13	12	8,33
8	1	14,5	12	20,83
9	1	13	12	8,33
10	1	14	12	16,66

Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo con la IEEE (2012), si hubiese variación mayor al 5% los pararrayos serán considerados fallidos en el ensayo de tensión residual. Por lo tanto, conforme lo evidenciado en la última columna de la tabla mostrada, todos los pararrayos probados en este ensayo serán reprobados.

4.3.2. DESCARGAS PARCIALES

Conforme lo presentado en la sección 3.3.2, la medición de las descargas parciales no debe exceder 10 Pc, caso contrario los pararrayos son considerados como impropios para su uso. La tabla 4.7 representa los resultados de los ensayos de medición de descargas parciales.

Tabla 4.7 Prueba de medición de descargas parciales

Pararrayos	Descargas parciales pC
1	>50
2	<10
3	<10
4	<10
5	<10
6	<10
7	<10
8	<10
9	<10
10	<10

Fuente: Elaboración Propia

Como podemos observar, solo el pararrayos 1 fue reprobado en este ensayo, indicando que probablemente existe un problema de contacto entre los bloques de óxido o una pequeña falla en el aislamiento.

4.3.3. ENSAYO DE TENSIÓN RESIDUAL.

En este ensayo fue comparado el valor de la tensión residual comparado con el del valor estandarizado para una forma de onda de una corriente de descarga de 8/20 us.

La tabla 4.8 representa los valores reales del tiempo del inicio y final para cada ensayo, además de la corriente de descarga y la tensión residual obtenida.

Tabla 4.8 Prueba de tensión residual.

Pararrayos	Corriente de descarga aplicada (kA)	Tensión residual medida (kV)	Tensión residual (kV)	Variación (%)
1	10,1	35,8	41,6	-13,94
2	10	36	41,6	-13,46
3	0,9	36,1	41,6	-13,22
4	0,7	38,4	46,2	-16,88
5	0,3	38,5	43,9	-12,3
6	10	39,8	43,9	-9,33
7	10	38,7	43,9	-11,84
8	0,5	38	43,9	-11,88
9	0,1	38,2	43,9	-12,98
10	0,5	42	46,2	-9,09

Fuente: Elaboración Propia

A partir de los datos obtenidos de corriente y tensión obtenidos en este ensayo nótese que los pararrayos 3 y 4 presentan una degradación de tensión, típico de una falla de aislamiento, de acuerdo con Kodaira (2013, información personal). En caso de que un bloque tenga una falla, podría producirse un arco eléctrico en ella, disminuyendo la tensión residual medida en el equipo.

4.3.4. ENSAYO DE SELLADO.

En esta etapa, los pararrayos fueron colocados en un tubo cilíndrico de acrílico con agua. Al sellar el tubo, se acciona una bomba de vacío, para verificar fallas en el sistema de sellado del pararrayos.

De acuerdo con Mamede Filho (2005) y Sakshaug, Burke y Kresge (1989), los pararrayos de carcasa cerámica son más propensos a presentar fallas de índole de sellado en sus extremidades, lo que sería evidenciado por la formación de bolas. En el caso de aquellos de carcasa polimérica, debido a sus características hidrológicas, son más resistentes a dichas bolas.

Figura 4.25 Tubo de vidrio utilizado en el ensayo de sellado.



Fuente: Elaboración Propia

En este ensayo todos los pararrayos presentan la formación de burbujas, esto se debe a problemas de filtración de agua. Las figuras 4.26 y 4.27 muestran a los pararrayos en el inicio y después de algunos minutos de ensayo, respectivamente. En el inicio es posible verificar que apenas son pocas las burbujas que se aprecian en el pararrayos. Con

el pasar del tiempo, la cantidad de ellas aumenta, llegando a la situación mostrada en la segunda figura.

Figura 4.26 Pararrayos en el inicio del ensayo



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.27 Formación de burbujas en la carcasa polimérica.



Fuente: Elaboración Propia

La figura 4.28 presenta la formación de burbujas en el pararrayos mostrado en la figura 4.29.

Figura 4.28 Formación de burbujas.



Fuente: Elaboración Propia

Se evidencio en algunos pararrayos de carcasa polimérica que la falla de sellado en una de sus extremidades, como muestra la figura 4.29, donde es posible ver una burbuja saliendo de la cubierta.

Figura 4.29 Falla de sellado en pararrayos, evidenciado por la salida de burbujas.



Fuente: Elaboración Propia

La figura 4.30 muestra otra evidencia de falla de sellado en el pararrayos. El cuadro resalta la pequeña burbuja.

Figura 4.30 Falla de sellado en el pararrayos.



Fuente: Elaboración Propia

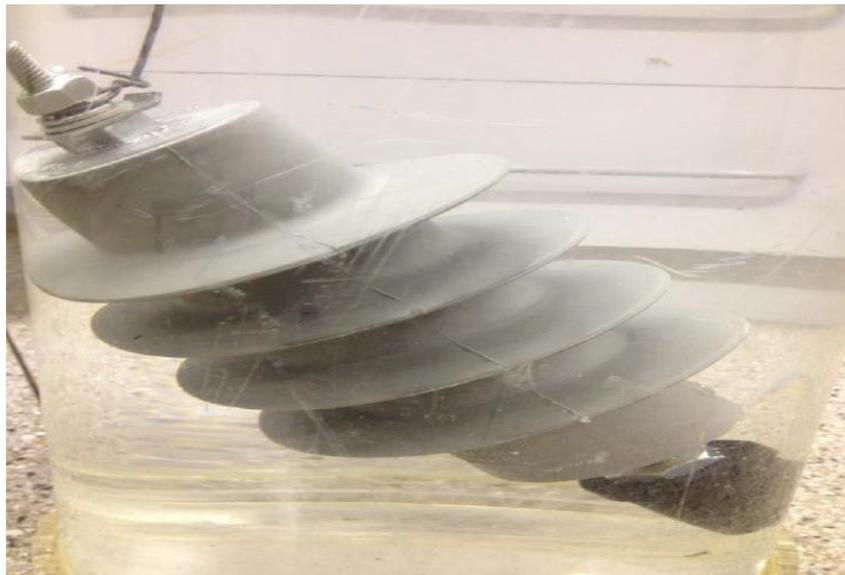
También fueron probados pararrayos de carcasa polimérica nuevas con la intuición de verificar si también estarían sujetos a filtraciones de agua. Como se ve en las figuras 4.32 y 4.33, también se pudo observar formaciones de burbujas en los pararrayos nuevos.

Figura 4.31 Pararrayos nuevo que fue sometido al ensayo de sellado.



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.32 Pararrayos en el inicio del ensayo.



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.33 Formación de burbujas en el pararrayos nuevo.



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.34 Detalles de formación de burbujas en el pararrayos nuevo.



Fuente: Elaboración Propia

En el pararrayos de carcasa cerámica se observó que la falla de sellado en sus extremidades y la cubierta, conforme se muestra en las figuras 4.35 y 4.36.

Figura 4.35 Formación de burbujas en la extremidad superior del pararrayos de carcasa cerámica.



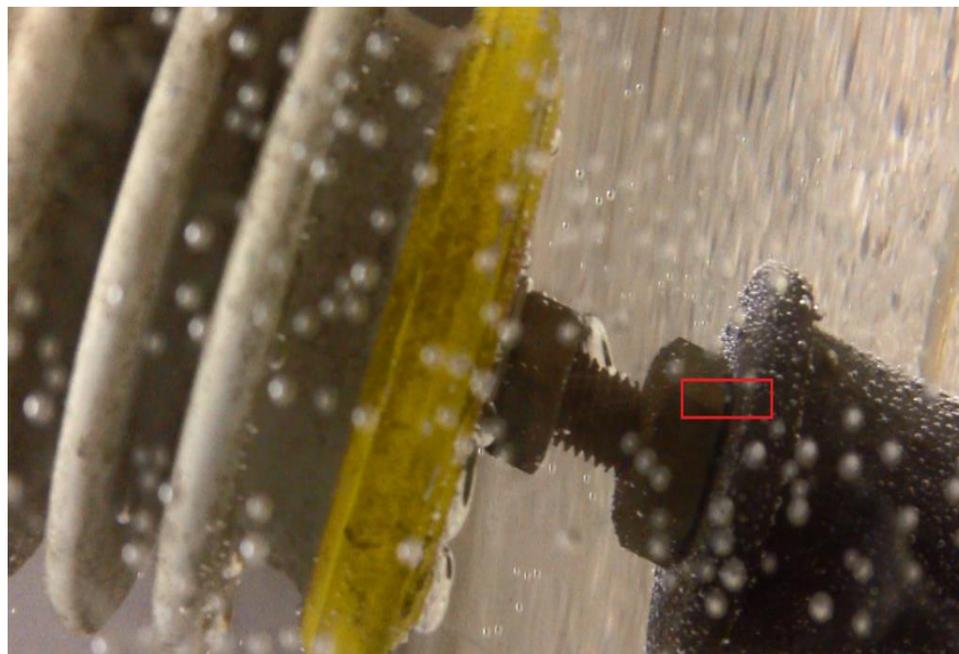
Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.36 *Formación de burbujas en la extremidad inferior del pararrayos de carcasa cerámica.*



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4.37 *Detalles de falla de sellado en la cubierta del pararrayos de carcasa cerámica.*



Fuente: Elaboración Propia

4.3.5. RESULTADOS Y CONCLUSIONES DE LAS PRUEBAS EN PARARRAYOS.

A partir de los resultados de las pruebas efectuadas, fue posible observar que todos los pararrayos probados no están en condiciones de operación. Con excepción del ensayo de medición de descargas parciales, en el cual apenas un solo pararrayos no fue considerado adecuado, los demás pararrayos fueron reprobados en su totalidad. De acuerdo a los criterios de aprobación de un pararrayos por los órganos reguladores (IEEE y IEC), se los pararrayos fallan al menos en un ensayo, ellos serán considerados inadecuados.

Los ensayos presentados son relativamente simples y proporcionan información confiable en relación y condición de los pararrayos. Una vez que se disponga informaciones sobre los eventos en la red de distribución (descargas atmosféricas, sobretensiones, etc.) ni sobre el lugar en donde estaban instalados. Se sospecha sin embargo que estos equipos estaban en esas condiciones debido a la ausencia de mantenimiento.

CONCLUSIONES

El objetivo de este capítulo es presentar las conclusiones finales obtenidos con este trabajo. Serán presentadas también sugerencias de trabajos futuros que puedan continuar con este trabajo.

En este trabajo fueron analizados ocho transformadores de distribución con las distintas pruebas y metodologías presentadas en el capítulo 3. Tales técnicas se mostraron eficientes, para poder verificar la causa de la falla, también de esta manera fomentar importantes informaciones sobre el envejecimiento del transformador. De esta manera, una falla que informa como resultado de descargas atmosféricas, por ejemplo, puede estar fuertemente asociada al envejecimiento, sobrecargas, problemas operacionales o incluso fallas de fabricación. La causa real de la falla puede ser el resultado de una serie de eventos.

PRIMERO. - Este trabajo comenzó a causa de los diferentes disgustos por parte de los usuarios de la empresa de distribución de Electro Puno S.A.A. realizándose distintas pruebas y encontrándose las principales fallas de los transformadores de distribución, siendo una de las más resaltantes el de las descargas atmosféricas. Utilizando las diferentes metodologías antes mencionadas, se pudo evitar las averías en los transformadores de distribución a causa de descargas atmosféricas, tomándose en cuenta los resultados obtenidos; se procedió a realizar cambios en la operación, mantenimiento preventivo y pruebas más rigurosas referente a la protección de los transformadores de distribución. Obteniéndose así una disminución en las averías de los transformadores en más del 90% de los casos de averías hallados durante el año 2017.

SEGUNDO. – Conforme se fue utilizando los métodos físico – químicos en cada prueba realizada a los transformadores de distribución, se encontró el caso del cortocircuito externo causado por la presencia de aves y nidos. Este caso se puede prevenir siguiendo el protocolo de mantenimiento del equipo. Estos métodos conjuntamente con las pruebas de resistencia de aislamiento, que permiten anticipar y confirmar los posibles problemas antes de que se manifiesten.

En el caso de cortocircuitos internos, estos son considerados los de mayor dificultad de detección en el momento del diagnóstico. Estos efectos también pueden ser originados por otros fenómenos como los son las descargas atmosféricas.

Así de esta manera si no se tuviera lecturas de tensión en algunas bobinas de baja tensión y las demás causas posibles como lo son las fallas de cortocircuito y las descargas atmosféricas. Otro parámetro importante es la localización de donde ocurrió la falla del transformador, permitiéndose así de esta manera crear una metodología aquí presentada, disminuyéndose así el índice de descontento de los usuarios.

La metodología permite una verificación de fallas de fabricación y problemas de mantenimiento. Como una tendencia del mercado en la reducción de costos, muchos fabricantes disminuyen la calidad de fabricación de los equipos analizados, perjudicando la seguridad de los mismos.

TERCERO. - Finalmente se pudo comprobar que al realizarse las modificaciones en los sistemas de protección de los transformadores de distribución y teniendo en cuenta las diferentes observaciones halladas por las diferentes pruebas realizadas, se pudo observar una disminución de hasta el 83% referente a gastos económicos causados por reparación,

reemplazo y pago de multas ante la falta de servicio eléctrico; alcanzándose un ahorro significativo en el factor económico para la empresa Electro Puno S.A.A.

RECOMENDACIONES

Se recomienda la implementación de un programa de mantenimiento que permitirá no solo hacer más confiable las instalaciones eléctricas y las de las subestaciones de distribución mejorando así la calidad de la energía, sino también más seguras y en muchos casos más eficientes, logrando además cumplir con las normativas y reglamentos, evitando así sanciones y costos por accidentes, fallas y paradas no programadas de operación.

El costo de un programa de mantenimiento debe verse reflejado como una inversión frente al costo de la infraestructura y de la producción que se puede ver afectada, pero también con relación al costo de las vidas humanas que puedan estar en riesgo sino se hace en el momento oportuno y de manera correcta.

Es muy importante siempre exigir al fabricante de los equipos, las indicaciones y recomendaciones mínimas de montaje y mantenimiento de esos equipos que componen la subestación eléctrica.

De igual manera, se debe contar con sistemas de protección óptimos referente a las puestas a tierra en cada subestación de distribución, para la correcta protección de los mismos, así como también tomar en cuenta las alternativas de solución siguientes:

- Disminución de los cables de línea y tierra de los pararrayos
- Instalación de pararrayos con un menor nivel de protección disponible
- Instalación de los fusibles capaces de resistir sobretensiones
- Instalación de pararrayos de baja tensión en el secundario del transformador

Toda actividad de operación y mantenimiento debe ser documentada en un plan de trabajo el cual debe presentarse para aprobación de las instancias y personas designadas por la

empresa Electro Puno S.A.A., teniendo en cuenta no perjudicar el servicio de energía a los usuarios.

BIBLIOGRAFIA

BARANOWSKI, J. F.; GOEDDE, G. L. (1990). Distribution transformer BIL reduction feasibility study. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 5, n. 1, p. 509-513.

NAIQING, W.; FA, C. (1988). The characteristics of insulation resistance of transformers. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROPERTIES AND 114

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. (1992).

C57.125-1991: IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors.

IEEE Standard 1159-2009 (2009b): IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. p. c1-81. Revision of IEEE Std 1159-1995.

APPLICATIONS OF PROPERTIES AND APPLICATIONS OF DIELECTRIC MATERIALS, 2., 1988, Beijing. Proceedings... New York: IEEE. v.2, p.463-466.

QUAN, Y.-S. et al. (2012). Study on the methodology of detection for transformer winding insulation defects based on applied voltage test. In: IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON CONFERENCE RECORD OF THE ELECTRICAL INSULATION, 2012. Proceedings... New York: IEEE. p.153-155.

BARTLEY, P. (2003). Analysis of transformer failures. [S.l: S. n.]. p.1-13.

MILASCH, M. (1984). Manutenção de transformadores em líquido isolante. São Paulo: Edgard Blucher.

OOMMEN, T. V.; LINDGREN, S. R. (2001). Bubble evolution from transformer overload. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2001. Proceedings... New York: IEEE/PES. v.1, p.137-142.

PLUMMER, C. W. et al. (1994). Reduction in distribution transformer failure rates and nuisance outages using improved lightning protection concepts. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE, 1994. Proceedings... New York: IEEE. p.411-416.

IEEE Standards Association 1410-2010 (2011): IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines. p.1-73. Revision of IEEE Std 1410-2004.

DARVENIZA, M.; MERCER, D. R.(1989). Lightning protection of pole mounted transformers. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 4, n. 2, p. 1087-1095.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (2001). IEC 60270: High-voltage test techniques: Partial discharge measurements. Geneva.

IEC 60099-4 (2001): Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems. Geneva.

WOODWORTH, J. (2011). Arrester reference voltage. (ArresterFacts 027).

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (2000). IEC 60270: High-voltage test techniques: Partial discharge measurements. Geneva. IEC 60099-4 (2001): Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems. Geneva.

Standards Association C57.91-2011 (2012a): IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. p. 1-123, 2012. Revision of IEEE Standards Association C57.91-1995.

IEEE Standard C62.11-2012: IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (2000). IEC 60270: High-voltage test techniques: Partial discharge measurements. Geneva.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. (2009c). IEEE Standard C37.301-2009: IEEE Standard for High-Voltage Switchgear (Above 1000 V) Test Techniques: Partial Discharge Measurements. p. c1-63.

SINGH, R. P.; SINGH, T. V. P. (2002). Influence of pollution on the performance of metal oxide surge arresters. In: IEEE CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING, 2002. Proceedings... New York: IEEE. v.1, p.224-229.

IZUMI, K.; HONMA, H.; TANAKA, J. (1991). Deterioration of metal oxide surge arrester element caused by internal partial discharges under polluted conditions. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROPERTIES AND APPLICATIONS OF DIELECTRIC MATERIALS, 3., 1991, Tokyo. Proceedings... New York: IEEE. p.517-520 vol.1.

IEEE Standard C62.11-2012 (2012b): IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits (>1 kV). p. 1-121. Revision of IEEE Standard C62.11-2005.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (2000). IEC 60270: High-voltage test techniques: Partial discharge measurements. Geneva.

TIGHILT, F.; BAYADI, A.; HADDAD, A. M. (2010). Voltage distribution on ZnO polymeric arrester under pollution conditions. In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 45., 2010. Proceedings... [S.l.:s.n.]. p.1-5.

ABDEL-SALAM, M. et al.(2000). High-voltage engineering: theory and practice. 2nd ed.rev. e exp. New York: CRC Press.

ROOD, R. E. (1963). Method for estimating the thermal life expectancy of distribution transformers. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.82, n.69, p.1015-1018.

PARRISH, D. E. (1991). Lightning-caused distribution transformer outages on a Florida distribution system. IEEE Transactions on Power Delivery, v.6, n.2, p.880-887.

MAMEDE FILHO, J. (2005). Manual de equipamentos elétricos. Rio de Janeiro: LCT.

EMSLEY, A. M.; STEVENS, G. C. (1994). Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers. In: IEE SCIENCE MEASUREMENT AND TECHNOLOGY, 1994. Proceedings... New York: IEE. v.141, n.5, p. 324-334.

SAKSHAUG, E. C.; BURKE, J. J.; KRESGE, J. S. (1989). Metal oxide arresters on distribution systems: fundamental considerations. IEEE Transactions on Power Delivery, v.4, n.4, p.2076-2089.

PIANTINI, A. (2008). Lightning protection of overhead power distribution lines. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 29., 2008. Proceedings... [S.l.:s.n]. p.1-29.

ANEXOS

ANEXO A: ECUACIONES UTILIZADAS

Ec. A.1: Para los cálculos de número de descargas atmosféricas, usamos la siguiente ecuación:

$$N_s = N (1 - S_f)$$

Donde:

- N_s representa el número de descargas atmosféricas interceptadas
- N representa el número de descargas atmosféricas en la región
- S_f representa el factor de protección proporcionado por los objetos cercanos a la red.

Un factor de protección $S_f = 0$ representa una red totalmente protegida de descargas directas.

Ec. A.2: Para el cálculo de corriente en los varistores tenemos:

$$I = cV^\alpha$$

Donde “ c ” es una constante y “ α ” es un exponente no óhmico.

Ec. A.3: Para el cálculo del exponente no óhmico tenemos:

$$\alpha = \frac{Vdl}{IdV}$$

Si $\alpha = 1$ se tiene un resistor lineal (óhmico) y si $\alpha = \infty$ se tiene una no lineal ideal

Ec. A.4: Para el cálculo de los índices de polarización y absorción dieléctrica basados en las medidas de resistencia de aislamiento después de 30 segundos, 1 minuto y 10 minutos de prueba tenemos las siguientes ecuaciones:

$$IP = \frac{R_{10min}}{R_{1min}}$$

$$IP = \frac{R_{1min}}{R_{30seg}}$$

Donde IP es el índice de polarización, IAD es el índice de absorción dieléctrica R_{30seg} , R_{1min} y R_{10min} son valores medidos con 30 segundos, 1 minuto y 10 minutos de pruebas.

Ec. A.5: La tensión de referencia de un pararrayos esta dado por:

$$V_{ref} = \frac{V_{pico}}{\sqrt{2}}$$

Donde V_{ref} es la tensión de referencia y V_{pico} es la tensión de pico.

Ec. A.6: La variación de corriente de descarga nominal del pararrayos es dada por:

$$I_d = \frac{2V_s - V_r}{Z}$$

Donde:

- I_d es la corriente de descarga (kV)

- V_s es la tensión soportable de impulso del Sistema (kV)
- V_r es la tensión residual (kV)
- Z es la impedancia (Ω).

ANEXO B: PROTOCOLOS DE PRUEBAS DE LOS TRANSFORMADORES

Fig. B.1. Protocolo de pruebas de transformador 1 de serie 503876-26

Fuente: Elaboración Propia

Fig. B.2. Protocolo de pruebas de transformador 2 de serie 503625-50

Fuente: Elaboración Propia

Fig. B.3. Protocolo de pruebas de transformador 3 de serie 502691-22

Fuente: Elaboración Propia

Fig. B.4. Protocolo de pruebas de transformador 4 de serie 502058-03

Fuente: Elaboración Propia

Fig. B.5. Protocolo de pruebas de transformador de serie 503815-88

Fuente: Elaboración Propia

Fig. B.6. Protocolo de pruebas de transformador de serie 503626-08

Fuente: Elaboración Propia

Fig. B.7. Protocolo de pruebas de transformador de serie 500903-30

Fuente: Elaboración Propia

Fig. B.8. Protocolo de pruebas de transformador de serie 502694-99

Fuente: Elaboración Propia

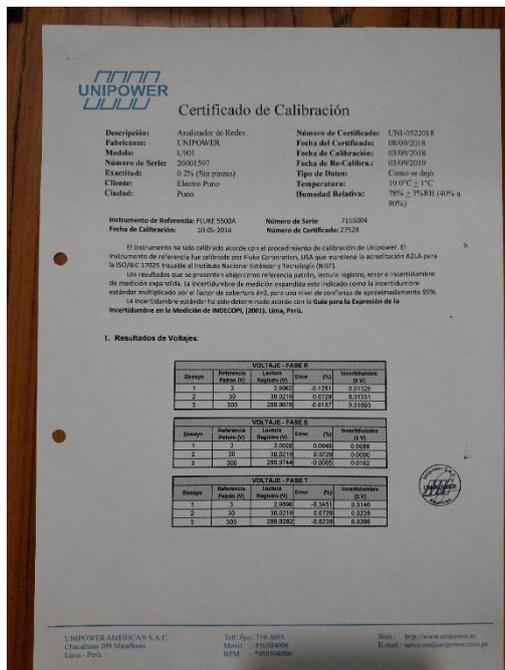
ANEXO C: EQUIPOS DE MEDICION

Fig. C.1. Equipo analizador de redes UNIPOWER - U901



Fuente: Elaboración Propia

Fig. C.2. Certificado de calibración UNIPOWER - U901



Fuente: Elaboración Propia