



FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**“PROBADOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO MEGÓHMETRO AEMC
6505.”**

PARA OPTAR AL GRADO
INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

Br. Guillermo Ulises Flores Calles

Br. Boris Vladimir Mendoza

Br. Josué David Paredes Hernández,

SANTA TECLA, FEBRERO 2026



AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

ING. ROSENDO MAURICIO SERMEÑO PALACIOS
RECTOR

DR. FRANCISCO ALFREDO CARRILLO LAREYNAGA
VICE-RECTOR

ING. ROOSELVET ADOLFO OSORIO
SECRETARIO GENERAL

LIC. CARLOS ALBERTO COCA MUÑOZ
FISCAL

ING. MAURICIO ANTONIO AGUIRRE ORELLANA
DECANO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA

ING. RENE EDUARDO CUELLAR FIGUEROA
DIRECTOR DE ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRICA

SANTA TECLA, FEBRERO DE 2026



ASESOR

Ing. Julio Adalberto Martínez López

JURADO EVALUADOR:

Ing. Luis Alberto Morales Hernandez

Ing. José Wilfredo Martínez Lopez

Ing. René Eduardo Cuéllar Figueroa

SANTA TECLA, FEBRERO 2026

UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA

ACTA DE CALIFICACIÓN DE
DEFENSA DE TRABAJO DE GRADUACIÓN

No. TRES MIL QUINIENTOS CINCUENTA Y NUEVE

A las ocho horas del sábado primero de noviembre de dos mil veinticinco. Reunidos los Miembros del Tribunal Examinador del Trabajo de Graduación presentado por GUILLERMO ULISES FLORES CALLES en el salón de sesiones de la UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA. Se procedió:

PRIMERO: Que habiendo analizado el Trabajo de Graduación titulado:

PROBADOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MEGÓHMETRO AEMC 6505).

Se dio por aprobada, la parte escrita.

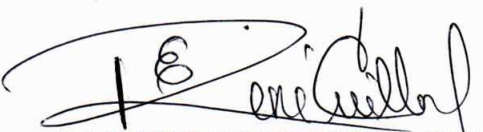
SEGUNDO: Que, con base a dicha aprobación de la parte escrita, se procedió a instalar la respectiva defensa oral del trabajo.

De conformidad a los resultados en dicha defensa, este Tribunal Examinador acuerda dar por APROBADA, con una calificación de ~~SIETE PUNTERO~~ (7.9), el Trabajo de Graduación presentado por el alumno arriba detallado obteniendo a partir de esta fecha su calidad de: INGENIERO ELECTRICISTA.

No habiendo más que hacer constar, damos por terminada el acta que firmamos.


ING. JOSÉ WILFREDO MARTÍNEZ LOPEZ


ING. LUIS ALBERTO MORALES HERNÁNDEZ


ING. RENE EDUARDO CUELLAR FIGUEROA


ING. ROOSEVELT ADOLFO OSORIO
SECRETARIO GENERAL



UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA

ACTA DE CALIFICACIÓN DE
DEFENSA DE TRABAJO DE GRADUACIÓN

No. TRES MIL QUINIENTOS SESENTA

A las ocho horas del sábado primero de noviembre de dos mil veinticinco. Reunidos los Miembros del Tribunal Examinador del Trabajo de Graduación presentado por BORIS VLADIMIR MENDOZA en el salón de sesiones de la UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA. Se procedió:

PRIMERO: Que habiendo analizado el Trabajo de Graduación titulado:

PROBADOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MEGÓHMETRO AEMC 6505).

Se dio por aprobada, la parte escrita.

SEGUNDO: Que, con base a dicha aprobación de la parte escrita, se procedió a instalar la respectiva defensa oral del trabajo.

De conformidad a los resultados en dicha defensa, este Tribunal Examinador acuerda dar por APROBADA, con una calificación de *NOVE PUNTO CERO (9.0)*, el Trabajo de Graduación presentado por el alumno arriba detallado obteniendo a partir de esta fecha su calidad de: INGENIERO ELECTRICISTA.

No habiendo más que hacer constar, damos por terminada el acta que firmamos.

ING. JOSÉ WILFREDO MARTÍNEZ LOPEZ

ING. LUIS ALBERTO MORALES HERNÁNDEZ

ING. RENE EDUARDO CUELLAR FIGUEROA

ING. ROOSELVEY ADOLFO OSORIO
SECRETARIO GENERAL



UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA

ACTA DE CALIFICACIÓN DE
DEFENSA DE TRABAJO DE GRADUACIÓN

No. TRES MIL QUINIENTOS SESENTA Y UNO

A las ocho horas del sábado primero de noviembre de dos mil veinticinco. Reunidos los Miembros del Tribunal Examinador del Trabajo de Graduación presentado por JOSUE DAVID PAREDES HERNANDEZ en el salón de sesiones de la UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA. Se procedió:

PRIMERO: Que habiendo analizado el Trabajo de Graduación titulado:

PROBADOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MEGÓHMETRO AEMC 6505).

Se dio por aprobada, la parte escrita.

SEGUNDO: Que, con base a dicha aprobación de la parte escrita, se procedió a instalar la respectiva defensa oral del trabajo.

De conformidad a los resultados en dicha defensa, este Tribunal Examinador acuerda dar por APROBADA, con una calificación de OCHO PUNTO CERO (8.0), el Trabajo de Graduación presentado por el alumno arriba detallado obteniendo a partir de esta fecha su calidad de: INGENIERO ELECTRICISTA.

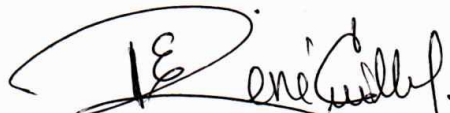
No habiendo más que hacer constar, damos por terminada el acta que firmamos.



ING. JOSÉ WILFREDO MARTÍNEZ LOPEZ



ING. LUIS ALBERTO MORALES HERNÁNDEZ



ING. RENE EDUARDO CUELLAR FIGUEROA



ING. ROOSELVEY ADOLFO OSORIO
SECRETARIO GENERAL



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecer a Dios que me ha regalado estos años de vida gozando de buena salud y que me ha ayudado a salir adelante con este gran paso en mi formación académica y que me ha facilitado las cosas para poder concretar este logro que me costó años en reanudarlo y llegar a feliz término.

Agradecer a mi esposa Yasira y mis hijos Salvador y Camila que me han apoyado totalmente a pesar de haberlos sacrificado con tiempo y dinero, de no dedicarles los momentos de calidad como padre y esposo por estar en la universidad.

Darle gracias hasta el cielo a mi madre Lizarda por haberlo dado todo el sacrificio de su vida porque a mí no me faltara nada y pudiera salir adelante. A mis abuelos Salvador y Laura, Tía Eva por todo su amor de padres, que fueron los pilares de mi formación y apoyo incondicional que siempre me motivaron a seguirme superando con su gran ejemplo de vida.

A todos los catedráticos y compañeros especialmente a los de equipo de tesis que me apoyaron desde el inicio de la carrera, cada uno jugó un papel importante para no rendirme y seguir avanzando a pesar de los momentos de desánimo y dificultades.

Agradecer al Ing. Julio Adalberto Martínez López por contribuir con su experiencia y pedagogía como asesor de nuestra tesis y facilitarnos el camino para alcanzar este objetivo.

DEDICATORIA

A todas las personas que me motivaron desde diferentes ámbitos de la vida incluidos familiares, compañeros de trabajo, responsables de comunidad religiosa y amigos en general.

Se lo dedico especialmente al tío Carlos Rivas y su esposa Brizeida Ruiloba que me recargaron las ganas de continuar mis estudios con su modelo de vida.

Boris Vladimir Mendoza

AGRADECIMIENTOS

El presente agradecimiento es primeramente a Dios que todo lo puede, así también a mi madre Ana Estela Calles ha sido la mujer que me impulsa a continuar en cada momento difícil, a mi padre Salvador Flores a cumplido con sus funciones y responsabilidades en toda la trayectoria de mi vida.

Agradecer infinitamente al apoyo incondicional a Johanna Patricia Calles Campos que tuvo el inicio y origen de este un gran impacto y cambio radical para poder continuar y avanzar a culminar esta etapa de mi vida como un profesional.

Agradecer a mi equipo de trabajo Ingeniero y docente Julio Martínez asesor oficial de nuestro proyecto, así también a mis compañeros de trabajo de graduación Josué Paredes y Boris Mendoza lo cual cumplieron con sus responsabilidades con un potencial sumamente efectivo.

DEDICATORIA

Se la dedico a cada una de esas personas que pusieron su granito de arena para continuar en esta lucha a esas personas que considero familia y que me han dado su apoyo incondicional transmitiéndome el camino al éxito sin bloquearme.

Guillermo Ulises Flores Calles

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer por siempre a Dios por permitirme llegar hasta este gran momento de mi vida el cual soñé, pero Él se encargó de hacerlo realidad dándome las fortaleza, sabiduría y fuerzas en todo momento de esta etapa, sin la ayuda de Dios no hubiera sido posible llegar hasta triunfo.

Agradezco eternamente a ese ser que llevo siempre en mi pecho muy adentro de mi corazón, a mi madre Trinidad de Jesús Hernández que sin duda me dio el regalo más grande que pudo haberme dado y es llevarme a los caminos de Dios, así como también a servir inquebrantablemente a mi prójimo siendo un ejemplo implacable, confiando en mi capacidad para superar los obstáculos que se me presentaron durante este proceso.

Agradezco interminablemente a mis hermanos Carito y Jenaro Antonio por haber influido en mi proceso de formación desde que era un niño, que con esfuerzo y esperanzas lograron apoyarme en todo sentido durante estos años, representando la unidad familiar apoyándome en las buenas y en las malas, sobre todo por su paciencia y amor incondicional.

Agradezco a mi familia, amigos y hermanos de la iglesia quienes de una u otra forma han estado dando su soporte y acompañando en este proyecto personal.

A mis compañeros de tesis, gracias por compartir experiencias, triunfos y fracasos, gracias por la paciencia y dedicación en este proyecto donde más allá de tener una meta, nos consolidamos como colegas.

Agradecer al Ing. Julio Adalberto Martínez al habernos brindado la oportunidad de recurrir a su capacidad y conocimiento para poder desarrollar nuestra tesis profesional.

DEDICATORIA

Dedicado principalmente a Dios, por ser el inspirador y darme fuerza para continuar en este proceso de obtener uno de los anhelos más deseados. A Él sea toda la gloria, honra y poder.

Dedicado a mi madre Trinidad de Jesús Hernández, por guiarme, educarme, y cuidarme de la manera que lo ha hecho siempre, es la manera que tengo de agradecerle lo mucho que ha hecho por mí, preparándome para poder enfrentar cada reto que se me presente.

Dedicado especialmente a toda mi familia que siempre me han motivado y creído en mí, transmitiéndome todo su apoyo hasta llegar a esta meta cumplida.

Se la dedico a cada una de esas personas que pusieron su granito de arena para continuar en esta lucha a esas personas que considero familia y que me han dado su apoyo incondicional transmitiéndome el camino al éxito sin bloquearme.

Josué David Paredes Hernández

INDICE

INTRODUCCIÓN.	i
CAPÍTULO I: GENERALIDADES	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	1
1.2. TÍTULO DEL PROYECTO.	1
1.3. ANTECEDENTES.	2
1.4. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.	2
1.5. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.	2
1.6. IMPORTANCIA DEL PROYECTO.	3
1.7. JUSTIFICACIÓN.	3
1.8. ALCANCE DEL PROYECTO.	3
1.9. LIMITACIONES DEL PROYECTO.	3
1.10. DELIMITACIÓN DEL PROYECTO.	4
1.11. OBJETIVOS.	4
1.11.1. OBJETIVO GENERAL.	4
1.11.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.	4
1.12. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.	5
1.12.1. UBICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.	5
1.12.2. FENÓMENO, POBLACIÓN Y MUESTRA DE ESTUDIO.	5
1.12.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.	5
1.12.4. TÉCNICAS DE ANÁLISIS A UTILIZAR EN LA INVESTIGACIÓN.	5
1.12.5. RECURSOS ECONÓMICOS.	6
CAPÍTULO II: CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES	7
2.1. HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN.	7
2.2. FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN.	11
2.2.1. PARTES DE UN TRANSFORMADOR.	18
2.2.2. SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES.	26
2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.	28
2.4. POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.	31

2.5. CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES SEGÚN LA POTENCIA MANEJADA.....	33
2.6. NIVELES DE VOLTAJE DE CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	36
2.7. CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	37
2.7.1. CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES EN PARALELO.....	37
2.7.2. CONEXIÓN ESTRELLA – ESTRELLA (Y – Y)	42
2.7.3. CONEXIÓN ESTRELLA – DELTA (Y – Δ)	43
2.7.4. CONEXIÓN DELTA – DELTA (Δ – Δ).....	44
2.7.5. CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA (Δ – Y)	46
2.7.6. CONEXIÓN ESTRELLA ABIERTA – DELTA ABIERTA (Y' – Δ').....	47
2.7.7. CONEXIÓN DELTA ABIERTA – DELTA ABIERTA (Δ' – Δ').....	48
2.7.8. CONEXIÓN DELTA ABIERTA – ESTRELLA ABIERTA (Δ' – Y').....	49
2.7.9. CONEXIÓN ESTRELLA ABIERTA – ESTRELLA ABIERTA (Y' – Y').....	50
CAPÍTULO III: SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	51
3.1 EL ACEITE AISLANTE DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.	51
3.2. TIPO DE AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	51
3.3. USO DEL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES.....	60
3.4. CLASIFICACIÓN DEL ACEITE DIELECTRICO SEGÚN SU ORIGEN.	63
3.5. TIPOS DE ACEITES DIELECTRICOS.....	64
3.6. UTILIDAD DE APLICACIÓN DEL ACEITE AISLANTE.....	66
3.7. PROPIEDADES DE LOS ACEITES MINERALES SEGÚN ANSI/ASTM.....	67
3.8. FUNCIÓN DEL PAPEL AISLANTE Y CARACTERÍSTICAS SEGÚN EL ACEITE DIELECTRICO.....	70
3.8.1. FUNCIÓN DEL PAPEL AISLANTE.	70
3.8.2. CARACTERÍSTICAS DEL PAPEL AISLANTE SEGÚN EL ACEITE DIELECTRICO.	71
3.9. CONTAMINACIÓN DEL ACEITE DIELECTRICO.....	72
3.10. IMPORTANCIA DEL AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES.....	74
3.11. FUNCIÓN DEL AISLAMIENTO.	75

3.12. MATERIALES UTILIZADOS EN EL AISLAMIENTO.	76
3.13. EFECTOS DE LA DEGRADACIÓN DEL AISLAMIENTO.	80
CAPÍTULO IV: USO DEL EQUIPO DE MEDICIÓN MEGÓHMETRO.	83
4.1. PROCESO PRELIMINAR DE CONFIGURACIÓN DE CADA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.	83
4.1.1. PLANIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DEL TERRENO PARA LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS ELÉCTRICAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.	85
4.2. ANÁLISIS Y USO DEL INSTRUMENTO DE MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO MEGÓHMETRO AEMC 6505.	86
4.2.1 PLANIFICACION.	86
4.2.2 EQUIPO REQUERIDO DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP) Y EQUIPO DE PROTECCIÓN COLECTIVO.	90
4.2.3 CONCEPTOS GENERALES.	91
4.2.4 ENSAYOS Y PRUEBAS EN EPP Y EPC.	111
4.2.5. GENERALIDADES EN AST.	117
4.2.7. REALIZACIÓN DEL AST Y CHARLA PREVIA DE SEGURIDAD.	118
4.2.8. EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.	124
4.2.9 DEFINICIÓN DE CATEGORÍAS DE MEDICIÓN (CAT).	129
4.2.10 PRECAUCIONES DE USO.	129
4.2.11 ACCESORIOS.	130
4.2.12 PIEZAS DE REPUESTO	130
4.3. CARACTERÍSTICAS DEL PRODUCTO.	131
4.3.1 CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS.	131
4.3.2 FUNCIONES DE CONTROL.	132
4.3.3 PANTALLA DIGITAL.	134
4.3.4. MEDICIÓN DE VOLTAJE.	136
4.3.5 MENSAJES DE ERROR.	141
4.3.6. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	142
4.3.7 FUENTE DE ENERGÍA.	143
4.3.8 ESPECIFICACIONES AMBIENTALES.	144
4.3.9. ESPECIFICACIONES MECÁNICAS.	144
4.3.10. MANTENIMIENTO	145

4.3.11 RECARGA DE LA BATERÍA	145
4.3.12 SUSTITUCIÓN DEL FUSIBLE.	145
4.3.13 LIMPIEZA.....	146
4.3.14 ALMACENAMIENTO.	146
4.3.15 REPARACIÓN Y CALIBRACIÓN.....	146
4.4.1 ESPECIFICACIONES DE SEGURIDAD.	147
4.4.2. COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.	147
4.4.3 PRECAUCIONES GENERALES DE SEGURIDAD.	147
4.4.4 DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DEL PROCESO DE PRUEBAS ELÉCTRICAS DEL ÍNDICE DE POLARIDAD DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y RECEPCIÓN DE TRANSFORMADORES.	154
4.4.5 REGISTRO DE VALORES EN IP GRAFICADOS OBTENIDOS POR EL EQUIPO DE MEDICIÓN MEGÓHMETRO.	166
4.4.6 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO	168
4.4.7. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO MÍNIMA.....	169
4.4.8. ABSORCIÓN DIELECTRICA.	169
4.4.9. ÍNDICE DE POLARIZACIÓN (IP).....	170
4.5. PARÁMETROS CLAVE QUE SE DEBEN CONSIDERAR PARA LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y PÉRDIDAS DIELECTRICAS.	170
4.5.1. FACTORES QUE AFECTAN EL AISLAMIENTO: TEMPERATURA, HUMEDAD, ENVEJECIMIENTO.....	171
4.5.2. DICTAMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	172
4.5.3. PRACTICAS Y ENSAYOS RECOMENDADOS POR LA NORMA IEEE.	174
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	182
5.1 CONCLUSIONES	182
5.2. RECOMENDACIONES	184
CAPÍTULO VI. ANEXOS.....	186
6.1 GLOSARIO.....	186
6.2. FOTOGRAFÍAS.	190
BIBLIOGRAFÍA.	219

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de ubicación de la UTLA.	1
Figura 2. Imán artificial conocido como electroimán.....	8
Figura 3. Representación del campo magnético.	9
Figura 4. Aparato de medición de corriente "Galvanómetro".....	9
Figura 5. Esquema de la cadena de distribución de la energía en la red convencional	12
Figura 6. Visualización interna de transformador de distribución.	13
Figura 7. Visualización interna de un transformador de potencia.	14
Figura 8. Visualización interna transformadores de instrumento.	14
Figura 9. Funcionamiento del transformador eléctrico.....	16
Figura 10. Núcleo del transformador.	18
Figura 11. Devanado de transformador	19
Figura 12. Tanque de un transformador eléctrico	21
Figura 13. Sistema de refrigeración por medio del transformador.	22
Figura 14. Sistema de refrigeración por medio de aire.....	23
Figura 15. Boquilla de transformador de enlace.....	24
Figura 16. Partes de una boquilla bushing	24
Figura 17. Tipos de polaridad de un transformador.	32
Figura 18. Prueba eléctrica para identificación de polaridad de un transformador	33
Figura 19. Diagrama de niveles de voltaje en circuito de potencia	37
Figura 20. Conexión en paralelo en transformadores de distribución.	38
Figura 21. Conexiones de transformadores.	40
Figura 22. Diagrama de conexión Estrella-Estrella (Y-Y).....	42
Figura 23. Esquema de diagrama de conexiones Estrella-Estrella (Y-Y).....	42
Figura 24. Esquema de conexión Estrella -Delta.....	43
Figura 25. Diagrama de conexiones Estrella -Delta	44
Figura 26. Esquema de conexiones, configuración Delta-Delta.....	45
Figura 27. Diagrama de conexiones de una configuración Delta-Delta	45
Figura 28. Esquema de conexión Delta-Estrella.....	46
Figura 29. Diagrama de conexión Delta-Estrella.....	47

Figura 30. Esquema de conexión Estrella Abierta – Delta Abierta ($Y' - \Delta'$).....	47
Figura 31. Diagrama de conexión Estrella Abierta – Delta Abierta ($Y' - \Delta'$).....	48
Figura 32. Conexión Delta Abierta – Delta Abierta ($\Delta' - \Delta'$)	48
Figura 33. Diagrama de conexiones configuración Delta Abierta-Delta Abierta	49
Figura 34. Conexión Delta Abierta – Estrella Abierta ($\Delta' - Y'$).....	50
Figura 35. Papel aislante kraft	56
Figura 36. Papel aislante pressboard.....	57
Figura 37. Aceite para transformadores	63
Figura 38. Muestra de aceite aislante.....	65
Figura 39. Visualización de transformadores monofásicos a nivel de piso sin aceite.	87
Figura 40. Visualización de terreno para realizar pruebas eléctricas a los transformadores en poste.	88
Figura 41. Visualización de transformadores monofásicos instalados en poste.	88
Figura 42. Visualización de estructura con SX100, cortacircuitos o fusibles en condición abiertos.	89
Figura 43. Equipo de trabajo con el correcto uso de EPP.	90
Figura 44. Equipo de protección personal en caliente.	110
Figura 45. Uso y control EPP para iniciar actividades de mediciones eléctricas en altura	114
Figura 46. Manejo y uso correcto de escaleras con apoyo y asistencia de integrantes de equipo.....	114
Figura 47. Panorama del terreno y TX en poste, en donde se realizarán las mediciones eléctricas	115
Figura 48. Realizando primera parte del análisis seguro de trabajo AST.	116
Figura 49. Evaluación de AST condición 2 con equipo de trabajo y charla previa.	116
Figura 50. Formato AST	122
Figura 51. Amarre de escalera y posicionamiento de cinturón y bandola para trabajo en altura para realizar configuraciones de inyección de tensión.	125
Figura 52. Amarre de escalera, instalación de punto de anclaje a nivel de poste y cuerda de vida del arnés.	125
Figura 53. Desconexión y puesto en vacío banco de transformadores Tx a nivel de poste.	126

Figura 54. Toma de datos de placa y armado de configuraciones de conexión con cables de alta y baja de instrumento de medición.	127
Figura 55. Funciones de control.	132
Figura 56. Display -pantalla digital.	134
Figura 57. Programación manual del periodo de inyección de voltaje en 1 minuto /5000VDC, configuración PH1+/T-.	150
Figura 58. Programación manual del periodo de inyección de voltaje en 1 minuto /500VDC, configuración SX1+/T-.	152
Figura 59. Programación manual del periodo de inyección de voltaje en 1 minuto /2500VDC, configuración PH1+ SX1-.	152
Figura 60. Programación manual del periodo de inyección de voltaje en 1 minuto /5000VDC, configuración PH2+/T.	153
Figura 61. Programación manual del periodo de inyección de voltaje en 1 minuto /2500VDC, configuración PH2/SX3.	153
Figura 62. Programación manual del periodo de inyección de voltaje en 1 minuto /500VDC, configuración SX3+/T.	153
Figura 63. Toma de datos de placa y configuración de inyección de tensión, tiempos de inyección y conexiones de cables de poder Alto y Bajo.	157
Figura 64. Muestra de pruebas eléctricas de resistencia de aislamiento en transformadores monofásicos clase C sin aceite al mismo nivel de piso	158
Figura 65. Instrumento de medición megóhmetro AEMC 6505	159
Figura 66. Medición de resistencia de aislamiento primario secundario.	160
Figura 67. Perilla de selectora de inyección de tensión del megóhmetro	161
Figura 68. Botonera de accionamiento para iniciar prueba start /stop.	162
Figura 69. Resultado de los valores medidos con el megóhmetro con la resultante del índice de polaridad.	163
Figura 70. Evidencia de resultados obtenidos de las pruebas eléctricas en configuración PH2/Tierra obtenidos en un periodo de tiempo de 10 minutos registrables.	163
Figura 71. Evidencia de resultados obtenidos de las pruebas eléctricas en configuración PH2/SX1 obtenidos en un periodo de tiempo de 10 minutos registrables.	164

Figura 72. Evidencia de resultados obtenidos de las pruebas eléctricas en configuración SX1/Tierra obtenidos en un periodo de tiempo de 10 minutos registrables.	164
Figura 73. Adquisición de equipo y recibido.	191
Figura 74. Instrumento en físico validación de funcionamiento Megóhmetro.	191
Figura 75. Catalogo y especificación de instrumento megóhmetro.	192
Figura 76. Catalogo y especificación de instrumento megóhmetro Hoja 2.	193
Figura 77. Cotización de instrumento de medición 1.	194
Figura 78. Cotización de instrumento de medición 2.	195
Figura 79. Factura y pago de instrumento de medición Megóhmetro AEMC modelo 6505.	196
Figura 80. Calibración de fábrica de instrumento de medición megóhmetro AEMC modelo 6505.	197

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cuadro de costos.	6
Tabla 2. Transformadores actuales funcionando en la red.	25
Tabla 3. Transformadores activos en la red eléctrica.	25
Tabla 4. Transformadores monofásicos de 5 a 50KVA AT ≤ 17.5 KV y BT ≤ 1.0 KV.	35
Tabla 5. Eficiencia de los transformadores de distribución.	36
Tabla 6. Tabla de configuraciones de transformadores.	39
Tabla 7. Codificación de conexiones de transformadores eléctricos.	41
Tabla 8. Tipos de aceites aislantes.	65
Tabla 9. Descripción de materiales utilizados en transformadores.	78
Tabla 10. Algunos tipos de papel utilizados como aislante en transformadores.	78
Tabla 11. Muestra de elementos aislantes.	79
Tabla 12. Rangos de envejecimiento del papel según el grado de polimerización.	82
Tabla 13. Toma de datos de placa y capacidad de potencia de transformadores.	89
Tabla 14. Utilidad del casco y barbiquejo.	92
Tabla 15. Contenido EPP y EPC.	93
Tabla 16. Descripción de la utilidad del calzado.	94
Tabla 17. Uso del chaleco reflectivo.	95

Tabla 18.Descriccion de la utilidad de los lentes de seguridad.....	96
Tabla 19.Uso de protección facial.....	97
Tabla 20.Uso de guantes de cuero y lona.....	99
Tabla 21. Uso de protección auditiva y obligaciones del trabajador.....	100
Tabla 22.Utilidad de ropa de trabajo.....	101
Tabla 23.Utilidad de ropa anti-flama	103
Tabla 24.Utilidad del cinturón de seguridad.....	105
Tabla 25.Utilidad de arnés	106
Tabla 26.Utilidad de escalera extendible	107
Tabla 27.Utilidad de laso mensajero.....	109
Tabla 28. Ensayos de pruebas dieléctricas.....	111
Tabla 29. Símbolos eléctricos internacionales	128
Tabla 30.Funciones de control	132
Tabla 31.Funciones de interruptor	133
Tabla 32.Funciones de los botones	133
Tabla 33.Símbolos de notificación en pantalla.	135
Tabla 34.Tabla de descripción en uso de botones	136
Tabla 35.Indicaciones del índice de polaridad	137
Tabla 36.Calidad de aislamientos	139
Tabla 37.Tensiones de prueba	140
Tabla 38.Tensiones de prueba máxima	141
Tabla 39.Mensajes simbólicos de error en display	141
Tabla 40.Valores en términos DAR y PI.....	143
Tabla 41.Tensiones de prueba	143
Tabla 42.Tensión de prueba recomendada	149
Tabla 43Prueba de resultados de transformador	154
Tabla 44Tabla de resultados de resistencia de índice de polarización	165
Tabla 45.Niveles de tensión recomendadas bajo prueba.	175
Tabla 46.Resultados de ensayos prácticos índice de polarización.....	176
Tabla 47.Descripcion de datos generales para analizar pruebas de resistencia.	177
Tabla 48.Calidad y estado de Aislamiento DAR/PI.....	178

Tabla 49. Criterios y margen de valores de resistencia de aislamiento recomendados por distribuidoras eléctricas.	181
--	-----

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Fórmula de Faraday	11
Ecuación 2. Ley de Faraday transformadores.....	17
Ecuación 3. Relación de voltaje de un transformador ideal.	17
Ecuación 4. Relación de corriente.	17
Ecuación 5. Ley de Ohm.....	174

INDICE DE GRAFICAS

Grafica 1. Indicadores del rendimiento de la resistencia aislamiento en H1P-T.	166
Grafica 2. Indicadores del rendimiento de la resistencia de aislamiento en H1P-XS1.	166
Grafica 3. Indicadores del rendimiento de la resistencia de aislamiento en X1S-T.	167
Grafica 4, Comparativo de las pruebas eléctricas obtenidas.	167
Grafica 5. Pruebas de absorción dieléctrica de donde se puede calcular el índice de polarización (IP) (cortesía de Factory Mutual).	170

INTRODUCCIÓN.

En el documento presente se explica la manera general y la importancia del estudio y análisis de algunos ensayos de prueba con instrumento de medición megóhmetro que se realizaron en el área de los laboratorios de la UTLA con uso de los transformadores montados en poste y a nivel de suelo sin aceite dieléctrico que se tienen para realizar conexiones de las diferentes configuraciones de transformadores monofásicos como prácticas, con el objetivo de verificar las condiciones de los transformadores mediante las mediciones realizadas, las cuales proporcionaron la información para poder realizar una buena interpretación de los resultados.

En el capítulo I se presenta del título del proyecto, la ubicación donde se realizaron las pruebas, en los antecedentes se mencionan las aplicaciones y una breve descripción del funcionamiento del aparato además de un poco de historia. En la descripción del problema se hace énfasis en la necesidad de que nuestro laboratorio esté dotado de un equipo probador de aislamiento y de esta forma se justifica el proyecto con el objeto de que los estudiantes adquieran habilidades en el manejo de estos equipos. Se establecen los alcances y delimitaciones del proyecto, así como los objetivos generales y específicos. Se detalla la metodología de la investigación, además de los recursos económicos necesarios para la adquisición del equipo.

En el capítulo II se describe la teoría de funcionamiento, los avances en el conocimiento del comportamiento del transformador, así como el detalle de cada elemento y los aspectos constructivos de los mismos, las relaciones de voltaje, número de vueltas y corriente.

Se mencionan la clasificación de los transformadores y los diferentes sistemas de enfriamiento, aspectos como la polaridad que es un factor determinante para poder realizar las diferentes conexiones utilizadas en los sistemas de distribución.

En el capítulo III se detallan el sistema de aislamiento del transformador de distribución particularmente del papel (aislante sólido) y de la rigidez dieléctrica del aceite (aislante líquido) y como puede verse reducido este aislamiento por el factor de la humedad. Se explica las diferentes funciones del aceite además de actuar como aislante; se hace mención que puede haber envejecimiento en el aislamiento debido a diversos factores lo cual

puede causar degradación y acortar la vida útil del transformador. Se describen los diferentes aceites utilizados, además de los materiales como el papel prensado.

En el capítulo IV se detallará el funcionamiento del equipo probador de aislamiento, características específicas, las configuraciones correspondientes, así como las precauciones de uso. Se detallan las reglas de seguridad que se deben dar cumplimiento antes de iniciar cualquier actividad relacionadas a las pruebas. Se explica el desarrollo de las pruebas de medición del aislamiento al transformador monofásico inyectando voltajes a los devanados por un tiempo determinado, en diferentes combinaciones entre ellos y la tierra. Luego de realizar las mediciones se da un dictamen sobre los valores obtenidos.

En el capítulo V se expresan las conclusiones del proyecto, además de las recomendaciones correspondientes con la finalidad de brindar una alternativa de solución a la condición del transformador bajo prueba.

CAPÍTULO I: GENERALIDADES

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

1.2. TÍTULO DEL PROYECTO.

El tema del trabajo de graduación: Probador de resistencia de aislamiento (megóhmetro AEMC 6505)

El trabajo de graduación se realiza en las instalaciones de la Universidad Técnica Latinoamericana, Distrito de Santa Tecla, Municipio de La Libertad Este, Departamento de La Libertad, El Salvador.

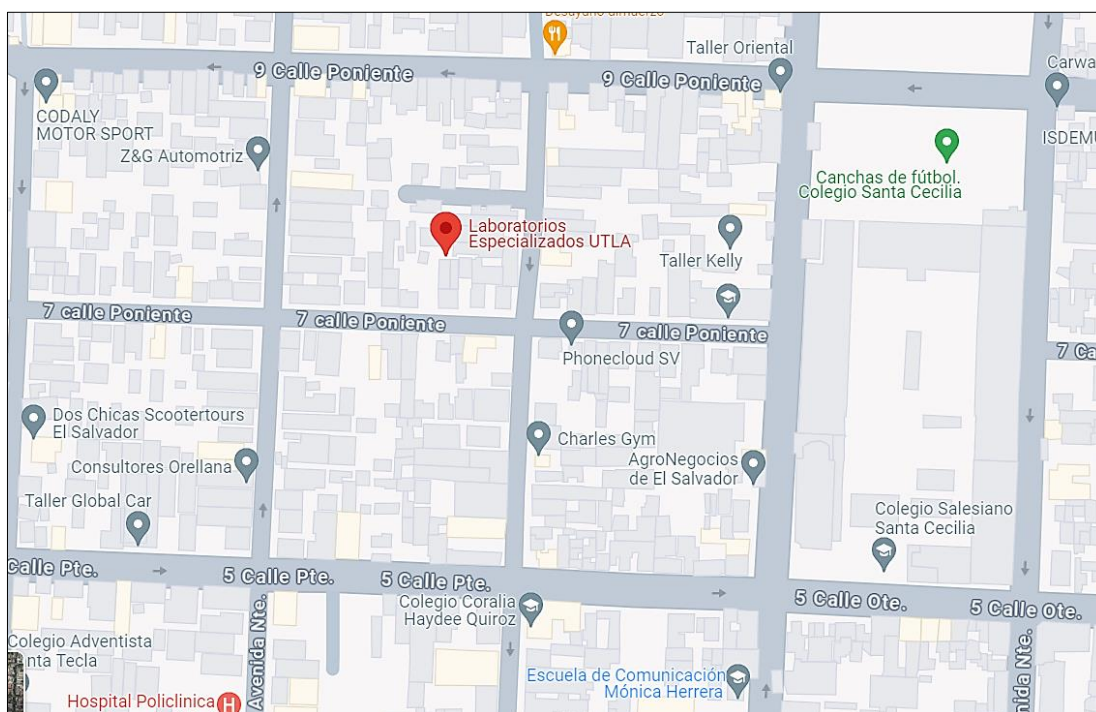


Figura 1. Mapa de ubicación de la UTLA.¹

¹ Google Maps-Fecha de consulta 09/2024, en línea <https://bit.ly/4guCy9u>

1.3. ANTECEDENTES.

Generalizando, el término megóhmetro hace referencia a un instrumento para la medida de aislamiento en alta tensión. Se conoce también como “Megger”. El nombre de este instrumento, megóhmetro, es derivado de la medida del aislamiento de cables, transformadores aisladores, motores, generadores, pararrayos e interruptores. Se expresa en megohmios ($M\Omega$).

En 1889, Sidney Evershed inventó el medidor de aislamiento megóhmetro reconocido por su marca Megger.

Estos aparatos son un tipo especial de óhmetro en el que la batería de baja tensión, de la que están dotados, se sustituye por un generador de alta tensión de tal forma que la medición de la resistencia se efectúa con alto voltaje. El megóhmetro consta de dos partes principales: un generador de corriente continua, y el mecanismo por el cual se mide el valor de la resistencia esperado.

Para los ensayos de resistencia de aislamiento, la tensión que más se usa es de 500 voltios, pero con fin de poder practicar ensayos simultáneos con alta tensión.

Se justifica la importancia del equipo de medición para ejecutar las diferentes pruebas de resistencia de aislamiento en los transformadores monofásicos que posee la UTLA y facilitar el aprendizaje en las áreas de laboratorio.

1.4. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.

La UTLA en la actualidad, carece de instrumentos de pruebas; a pesar de que se tienen transformadores monofásicos fuera de servicio, éstos no se aprovechan para realizar prácticas de laboratorio, debido a que no se cuenta con un probador de aislamiento especialmente para pruebas.

1.5. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

El conocimiento teórico es acompañado con la experiencia práctica. Esta dinámica es fundamental para el aprendizaje de los estudiantes. No obstante, ante la adquisición de un megóhmetro se utiliza para conocer el índice de resistencia de aislamiento, detectar un deterioro progresivo del aislamiento. Con este instrumento se tendrán criterios en base a los

valores obtenidos, serán analizados en base a una tabla de valores y límites que indican un factor de aislamiento fuera y dentro de tolerancia.

1.6. IMPORTANCIA DEL PROYECTO.

Es de mucha importancia que la universidad posea en sus laboratorios un probador de resistencia de aislamiento en transformadores de distribución, en el que los estudiantes puedan realizar las mediciones de resistencia de los devanados y poder determinar mediante las pruebas el estado de los equipos.

1.7. JUSTIFICACIÓN.

En las pruebas de resistencia de aislamiento se ejecutan guías prácticas para la materia de diseño de sistemas de distribución.

Con los resultados de las pruebas, los estudiantes aprenderán a determinar si los valores obtenidos se encuentran en un rango de tolerancia aceptable y poder realizar un mantenimiento predictivo o preventivo para evitar pérdidas por daños a equipos de alto costo. Además, los estudiantes podrán adquirir habilidades en el manejo de herramientas de inyección de alto voltaje, formándoles en competencias profesionales.

1.8. ALCANCE DEL PROYECTO.

En el proyecto se realizan pruebas a los transformadores monofásicos de distribución que se encuentran en el área de laboratorio. Actualmente se encuentran desconectados y fuera de servicio sin una fuente de tensión.

Para completar el presente proyecto, se elaboraron tres guías de trabajo para desarrollar diferentes tipos de configuraciones en los transformadores monofásicos con el instrumento de medición megóhmetro AEMC 6505 en las instalaciones de laboratorio de la especialidad de ingeniería eléctrica con acciones de mejora para la especialización y manejo de equipos de prueba.

1.9. LIMITACIONES DEL PROYECTO.

- El proyecto se enfoca en diagnosticar las condiciones de los transformadores que se encuentran desconectados en las instalaciones del laboratorio de ingeniería eléctrica para los cuales se le realizaron la prueba de resistencia de aislamiento.

- En el presente trabajo se realizaron tres guías de prácticas en coordinación con el ingeniero encargado de laboratorio.
- Se entregará un megóhmetro AEMC 6505 para realizar las mediciones de resistencia de aislamiento.
- Se entrega la certificación de calibración del megóhmetro AEMC 6505 con su correspondiente fecha caducidad.

1.10. DELIMITACIÓN DEL PROYECTO.

- Las pruebas de resistencia de aislamiento se realizaron en transformadores monofásicos.
- Las pruebas de resistencia de aislamiento solamente se realizaron a transformadores que operen dentro del rango de tensión especificado por el equipo de prueba.
- Las pruebas únicamente se ejecutaron utilizando el megóhmetro AEMC 6505.
- Se elaboraron tres guías de práctica, las cuales se desarrollaron en el laboratorio de la universidad.

1.11. OBJETIVOS.

1.11.1. OBJETIVO GENERAL.

Implementar el equipo megóhmetro AEMC 6505 para elaborar un estudio que contenga los pasos para el análisis de las pruebas de resistencia de aislamiento a los transformadores de distribución con la finalidad de poderlo realizar en las prácticas de laboratorio de la Universidad Técnica Latinoamericana.

1.11.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Proporcionar a la universidad un megóhmetro AEMC 6505 para la realización de mediciones eléctricas de resistencia de aislamiento en transformadores monofásicos.
- Evaluar los parámetros del funcionamiento del equipo megóhmetro AEMC 6505 analizando los resultados y el procedimiento de las pruebas a realizar en los transformadores monofásicos para uso de prácticas en el laboratorio de la UTLA.
- Elaborar tres guías prácticas sobre el uso del equipo y la descripción del procedimiento para las pruebas de resistencia de aislamiento.

1.12. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.

1.12.1. UBICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.

El presente trabajo de graduación se desarrolla en las instalaciones de la Universidad Técnica Latinoamericana situada en el distrito de Santa Tecla, Departamento de La Libertad, la implementación de este instrumento de medición se enfocará únicamente para el uso de pruebas de transformadores de distribución monofásicos que están para uso práctico en el área de laboratorio de la universidad.

1.12.2. FENÓMENO, POBLACIÓN Y MUESTRA DE ESTUDIO.

Para la realización de la investigación se toma como población a la facultad de ingeniería, específicamente a la carrera de ingeniería eléctrica, la cual cuenta con un gran aforo de estudiantes. Para alcanzar las proyecciones de la investigación, se seleccionarán a los estudiantes que ingresen con el fin de tomar un muestreo aleatorio y puedan divulgar el conocimiento amplio del instrumento de medición que se implementará en el laboratorio de ingeniería eléctrica.

1.12.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.

La recolección de información de este proyecto se realiza por medio de la investigación en base a la información recopilada a través de manuales, normativas, páginas de internet, tesis, entre otros recursos.

Así también se realiza un estudio causal-comparativo práctico, en el cual se realiza un estudio del estado actual de los transformadores monofásicos del laboratorio de ingeniería eléctrica en función de su resistencia de aislamiento.

1.12.4. TÉCNICAS DE ANÁLISIS A UTILIZAR EN LA INVESTIGACIÓN.

En la presente investigación se realiza una exploración y análisis del contenido, en el cual contribuirá a la toma de decisiones de un mantenimiento preventivo de un transformador de distribución monofásico. Con los resultados obtenidos del análisis se emite la aprobación de una de las etapas que deben cumplir, como las pruebas eléctricas de aceptación de resistencia de aislamiento para estar en servicio.

1.12.5. RECURSOS ECONÓMICOS.

Los recursos económicos comprenden los gastos para la adquisición del equipo de medición y elaboración del proyecto de graduación, será importante considerar un porcentaje aproximadamente del 10% adicional en los costos, para cubrir un imprevisto del total calculado.

Tabla 1. Cuadro de costos

Ítem	Descripción	Cantidad	Costo unitario	Costo total
1	Megóhmetro AEMC 6505	1	\$ 3,120.00	\$ 3,120.00
2	Accesorios extras del equipo	1	\$ 200.00	\$ 200.00
3	Certificado de calibración.	1	\$ 130.00	\$ 130.00
4	Imprevistos (10%)		\$ 345.00	\$ 345.00
Subtotal				\$ 3,795.00
IVA				\$ 448.50
Total, general				\$ 4,243.50

CAPÍTULO II: CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES

En el presente capítulo entra en contexto los funcionamientos, los avances en el conocimiento del comportamiento del transformador, así como el detalle de cada elemento y los aspectos constructivos de los mismos, las relaciones de voltaje, numero de vueltas y corriente.

Se mencionan la clasificación de los transformadores y los diferentes sistemas de enfriamiento, aspectos como la polaridad que es un factor determinante para poder realizar las diferentes conexiones utilizadas en los sistemas de distribución.

2.1. HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN.

En la época de 1820 en la universidad de Copenhague el fisico Danés Hans Christian Oersted finalizaba la realización de un experimento que cambiará para siempre el panorama de la fisica. Había logrado desviar la aguja de una brújula mediante una corriente eléctrica demostrando la relación que existe entre los fenómenos eléctricos y magnéticos. Este descubrimiento se contempla al fenómeno eléctrico desde un prometedor y nuevo punto de vista, permitiendo el surgir de una gran cantidad de investigadores que realizarán nuevos descubrimientos (Technologic, 1971) .

En 1825 el fisico inventor británico William Sturgeon basado en los experimentos de Oersted intenta aumentar el campo magnético generado por una corriente eléctrica que atraviesa un conductor, este se da cuenta que al enrollar un hilo conductor aislado alrededor de un núcleo de hierro el campo magnético aumenta con la misma intensidad de corriente creando un imán artificial conocido como electroimán sin embargo, no es necesario introducir una pieza metálica en la bobina para fabricar un electroimán, se puede crear un electroimán con una bobina vacía, la cual recibe el nombre de solenoide y en ella los polos se encuentran en cada uno de los extremos, esto se puede visualizar en la figura 2.

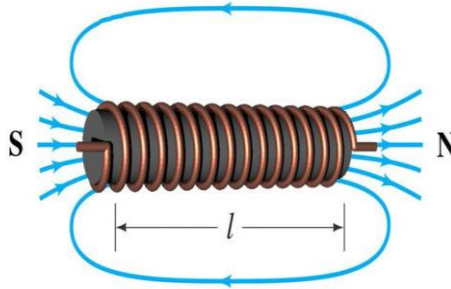
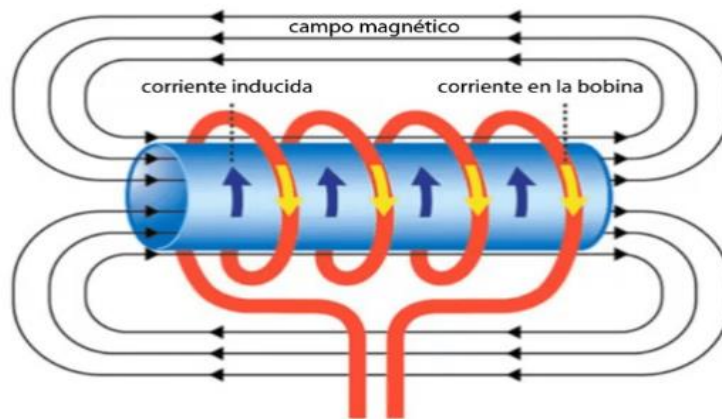


Figura 2. Imán artificial conocido como electroimán²

La razón de introducir el material metálico, normalmente de hierro, en su interior, es que el campo generado es mucho más fuerte, este fenómeno se da gracias a una propiedad conocida como ferromagnetismo y se produce porque los materiales de este tipo contienen una estructura basada en dominios magnéticos que son pequeñas áreas donde encontramos electrones que giran sobre su propio eje, lo cual lo convierte en pequeños imanes con polos magnéticos individuales, sin embargo, estos polos están dispuestos naturalmente en una posición aleatoria que al sumar el campo magnético total se anulan pero al fluir el campo magnético del solenoide a través del hierro su dominio se alinea en la dirección de este campo y una vez alineados todo el núcleo de hierro tendrá un campo magnético resultante que se sumará al campo externo, generando un campo magnético más fuerte, según lo menciona y detalla (Technologic, 1971) en la figura 3.



² El solenoide invento histórico-Fecha de consulta 15/11/2024, en línea: <https://sl.bing.net/cqb3eWHukXk>

Figura 3. Representación del campo magnético.³

Aunque algunos materiales son remanentes, es decir, permanecen magnetizados durante un tiempo este dispositivo tiene una superioridad frente al imán permanente ya que la intensidad del campo generado depende de la cantidad de corriente que circule a través de él y, por lo tanto, es posible controlar su comportamiento.

Faraday en 1831 fascinado por los experimentos de Oersted se pregunta si el efecto se puede invertir para obtener corriente eléctrica a partir de magnetismo. Para averiguarlo conecta una pila voltaica a los extremos de un alambre enrollado alrededor de un anillo de hierro, luego enrolla un segundo alambre totalmente aislado del primero alrededor del mismo anillo de hierro, entonces conecta los extremos del segundo alambre a un aparato de medición de corriente llamado galvanómetro, visualizar figura 4, según lo menciona (Technologic, 1971).



Figura 4. Aparato de medición de corriente "Galvanómetro"⁴

Esto que acaba de construir es precisamente un transformador eléctrico, sin embargo, sería inapropiado llamar a Faraday como el inventor del transformador, porque como suele suceder en estos casos, su descubridor Michael Faraday no prestó mayor atención a este hecho y no notó en su dispositivo la capacidad de transformar y adaptar el voltaje de un generador a una carga específica, ya que en los comienzos de la electricidad esta se producía en forma continua y en ese caso el transformador no resultaba necesario, según

³ Campo magnético-Fecha de consulta 15/11/2024, en línea: <https://images.app.goo.gl/R3Z5h5xDP3829JzN6>

⁴ Jules Carpentier Galvanómetro-Fecha de consulta 15/11/2024, en línea: <https://sl.bing.net/h4vx9NLqDCu>

menciona la historia en (Technologic, 1971). No fue hasta más adelante cuando empezaron a aparecer los problemas relativos al transporte de la electricidad y las pérdidas energéticas que se producían en forma de calor cuando el transformador se presenta como un dispositivo sumamente útil.

Faraday noto que cuando en la primera bobina de alambre comienza a circular la corriente, se forma un campo magnético en el anillo de hierro y en la segunda bobina de alambre se produce una breve descarga eléctrica, la consecuencia, la aguja del galvanómetro oscila brevemente pero luego a pesar de que la corriente sigue circulando en la primera bobina ya no se ve oscilación alguna de la aguja imantada, luego cuando interrumpe la corriente, la aguja vuelve a oscilar pero ahora en la dirección opuesta, según la historia (Technologic, 1971).

Utilizando un imán se percató que en reposo frente a una bobina, el galvanómetro no detecta corriente alguna pero si se acercaba el imán a la bobina se producía una corriente en un sentido y cuando se aleja el flujo de corriente toma un sentido contrario Faraday llega a la conclusión de que el cambio en el flujo magnético era el factor común importante y que una corriente eléctrica solo puede ser transferida a un alambre cuando hay una variación en el campo magnético que atraviesa el circuito al mover el imán este flujo podría ser producido tanto por un imán como por una espira de corriente. (Technologic, 1971)

La interpretación que dio Faraday a este experimento es lo que se denomina Ley de la inducción de Faraday, la cual dice que la fuerza electromotriz inducida ϵ en un circuito es igual al valor negativo de la rapidez con lo cual está cambiando el flujo que atraviesa el circuito, el signo menos es una indicación del sentido de la fuerza electromotriz inducida, si la bobina tiene N vueltas, aparece una fuerza electromotriz en cada vuelta que se puede sumar, es el caso de los tiroides y solenoides en estos casos la fuerza electromotriz inducida será: menos el diferencial de flujo magnético entre el diferencial de tiempo por N , visualizar ecuación 1.

$$\varepsilon = - \left(\frac{d\phi}{dt} \right) n$$

Ecuación 1. Formula de Faraday

Esto es el número de vueltas si colocamos una barra de hierro dentro de la bobina esta será imantada por el flujo magnético, al estar concentrando el flujo magnético e intensificando ese flujo cambiante, a esto se le denomina configuración tipo núcleo abierto.

Al ser sustituida la barra de hierro por un aro del mismo material, este puede a su vez contener el flujo en su totalidad llamándose a este tipo de configuración núcleo cerrado. Así también al enrollar un circuito secundario alrededor del aro, cuando el flujo variable pasa a través de él se induce un voltaje en el secundario, ese voltaje es proporcional al número de vueltas alrededor del hierro. (Technologic, 1971)

Evidentemente, entonces el voltaje de la potencia transmitida al circuito secundario puede ser mayor o menor que el voltaje del circuito primario, este principio es justamente importante para la creación de los transformadores eléctricos que marcaron un hito decisivo en el progreso de la sociedad mediante la generación de electricidad a gran escala en las centrales eléctricas.

2.2. FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN.

Los transformadores hoy en día cumplen un rendimiento que requiere de transportar grandes cantidades de fluido eléctrico que proviene desde las grandes fuentes proveedoras de generación hasta los centros puntuales de consumo, no sería factible sin el rendimiento, desempeño y desarrollo de estos equipos eléctricos, como es el hecho característico del transformador y muy fundamental en el sistema eléctrico.

La función de este dispositivo que mediante la acción de un campo magnético convierte energía eléctrica alterna de un nivel de tensión, en energía eléctrica alterna a otro nivel de tensión, está construido por arrollamientos, primario y secundario de bobinas de alambre aisladas eléctricamente entre sí y enrolladas en un núcleo de material ferromagnético. (Alvelino Perez, 1998)

Conforme a la necesidad de la demanda eléctrica conllevaba a un aumento, la industria también iba a un mayor crecimiento; donde se vio la dificultad de trasladar este tipo de energía de un lugar, se fue mostrando estos hechos más evidentes, en su momento se generaba corriente directa a baja tensión para alimentar circuitos de alumbrado y de fuerza motriz.

Esto provocaba ineficiencia en los circuitos e inestabilidad en los grandes bloques de energía, se vio la necesidad de proyectar la indicación de elevar la tensión en los centros de generación para perfeccionar la trayectoria de la trasmisión de energía y reducirlo al llegar a centros de carga de suministros final. El dispositivo ideal para llevar a cabo este proceso de transformación es el transformador combinándose con ello, el uso de corriente directa (CD) a corriente alterna (CA), sin embargo el transformador funciona solo con CA. (Alvelino Perez, 1998)

En la figura 5, se muestra el esquema general de un sistema eléctrico de generación, trasmisión y distribución de energía eléctrica.

Las estaciones centrales y plantas de generación llegan a obtener resultados de rendimiento altos generando energía de forma masiva, de tal forma sea luego transmitida a subestaciones en puntos cercanos donde será utilizada y distribuida desde dichas subestaciones hasta el correspondiente usuario consumidor final.

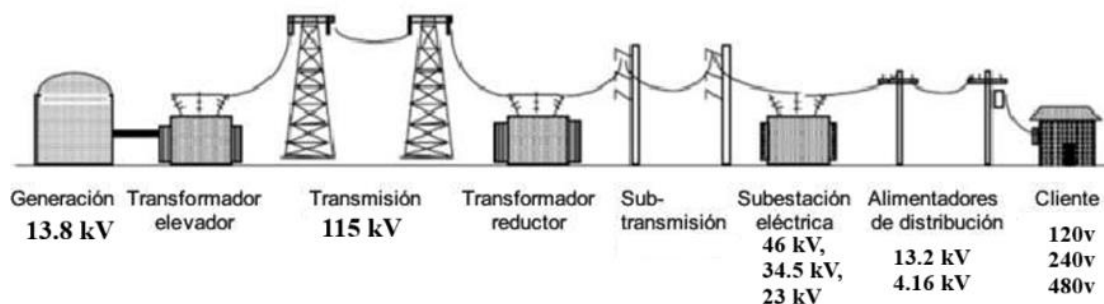


Figura 5. Esquema de la cadena de distribución de la energía en la red convencional⁵

⁵ Esquema de distribución eléctrico-Fecha de consulta 15/11/2024, en línea: https://www.researchgate.net/figure/conventional_fig1_257684558

En la actualidad existen transformadores especiales y los transformadores para instrumentos estos son empleados como auxiliares para conectar los aparatos para la medición de factores de protección y control de los circuitos eléctricos de potencia y distribución. Los transformadores de distribución particularmente tienen una gran demanda comercial por la capacidad y la gran cantidad de transformadores instalados. (Alvelino Perez, 1998)

De tal manera que podemos concebir la comparación de un transformador de potencia con una capacidad 300 MVA, que requeriría aproximadamente de cuatro mil transformadores con una capacidad de 75 KVA.

Es importante mencionar que estas unidades se encuentran, normalmente, formando subestaciones eléctricas y según el empleo y designación que se les dé, reciben el nombre de transformadores de potencia o de distribución y pueden ser elevadores, reductores o de enlace, seguidamente en las figuras 6 y 7 se muestran las partes internas de un transformador.

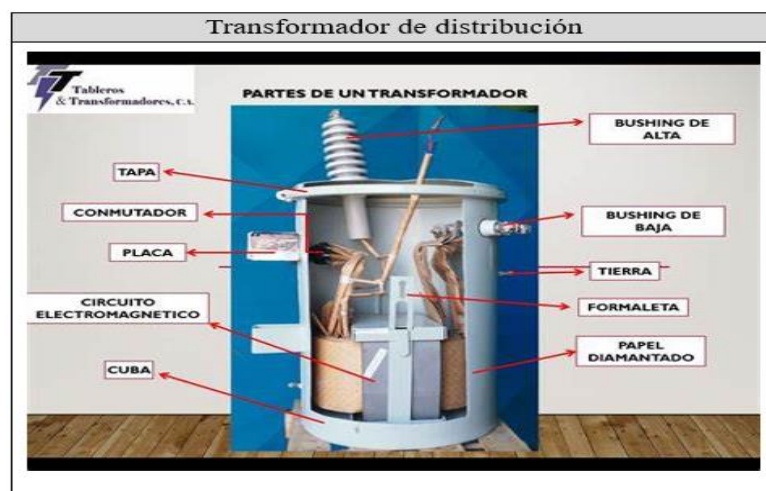


Figura 6. Visualización interna de transformador de distribución.⁶

⁶ Parte interna de transformadores de distribución-Fecha de consulta 16/11/2024, en línea: <https://images.app.goo.gl/wWenPqqDNnvrNgjN6>



Figura 7. Visualización interna de un transformador de potencia.⁷

Los transformadores de instrumento son parte esencial en un sistema eléctrico debido a que lo hace posible la medición de los parámetros como el voltaje y corriente tanto para la medición como para el control del sistema eléctrico, a continuación se describe en la figura 8 el interior de estos equipos de medición.

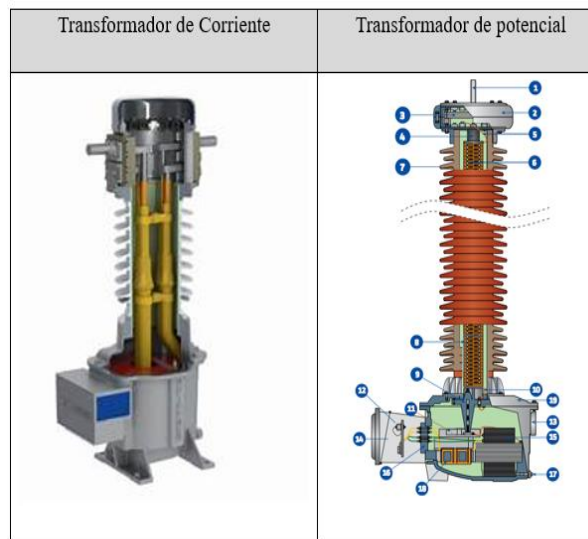


Figura 8. Visualización interna transformadores de instrumento.⁸

⁷ Interior de transformador de potencia-Fecha de consulta 16/11/2024, en línea: <https://images.app.goo.gl/kGKvyLU3KdTCidDf9>

⁸ Interior de transformadores de instrumento-Fecha de consulta 16/11/2024, en línea: <https://images.app.goo.gl/SzqceCNtkqtGkkr8>

Para mediciones eléctricas en alta tensión generalmente no es posible la conexión directa de los aparatos de medición a los circuitos de alta tensión ya que su potencial respecto a la tierra es elevado, lo que representa un peligro para quienes se acercan al tablero o instrumento, es importante mencionar que estos aparatos pierden precisión debido a la fuerza electromotriz

Un transformador de distribución también se conoce como un tipo de transformador reductor o elevador; el cual cambia los niveles de tensión según los valores de voltaje usados en el sistema de potencia.

En un sistema de distribución, están conformados por dos bobinas aisladas entre sí y montadas en un núcleo magnético, todo esto sumergido en aceite aislante contenido en un tanque, también existen transformadores de tipo seco. Los componentes básicos de un transformador son el núcleo magnético, los arrollamientos, la cuba y el aislamiento.

Este instrumento transfiere la energía de un devanado a otro a través de un flujo magnético, puede ser utilizado como elevador o reductor de tensión, dependiendo de la relación de vueltas entre los devanados primario y secundario (N_1/N_2); llamase primario al embobinado que esté conectado a la fuente de energía y secundario al que se conecta a la red de consumo. Hay diferentes tipos de transformadores disponibles, como monofásicos, trifásicos, subterráneos, montados en pedestal o en poste. (Fundacion Endesa,2024)

La Ley de Inducción Electromagnética de Faraday es aplicada al funcionamiento de los transformadores por lo que menciona que “la tasa de cambio del enlace del flujo con respecto al tiempo es directamente proporcional al campo electromagnético inducido en una bobina o conductor”.

Este equipo está comprendido de dos bobinas, que tienen un número de vueltas alrededor, las dos unidas por un material ferromagnético para mejorar la eficiencia y reducir pérdidas.

En el momento de que se aplica un voltaje de corriente alterna al devanado primario, lo que genera en este un campo magnético, que se traslada a través del material ferromagnético al devanado secundario. (Fundacion Endesa,2024)

Un transformador común se compone de dos componentes principales:

- Núcleo:

En general, está hecho con un material altamente magnetizable, ya que es él quien transmitirá la corriente de un devanado a otro:

- Devanados

Son las bobinas, hechas de alambre de cobre con una capa de barniz que sirve como aislante. Entonces, como usualmente tenemos dos devanados, uno para entrada y salida de corriente, se llaman devanado primario y devanado secundario.

Una característica del transformador es que permite aislar los circuitos conectados a los devanados. Esto no sucede con los autotransformadores, donde los devanados están en contacto entre sí. Por lo tanto, el transformador también puede funcionar como un aislante en un circuito eléctrico, para hacer que dos circuitos se comuniquen, estando completamente aislados uno del otro. Visualizar Figura 9 funcionamiento de transformador.

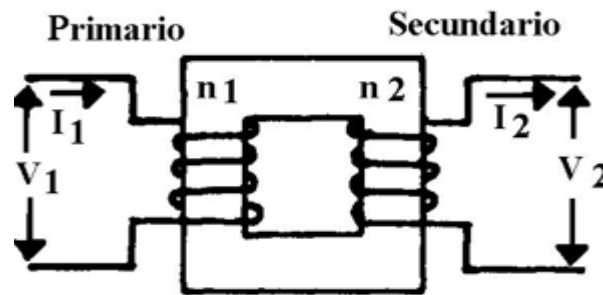


Figura 9. Funcionamiento del transformador eléctrico.⁹

Este voltaje va a depender de 3 factores:

- La cantidad de vueltas que tiene el devanado primario (N_1).
- La cantidad de vueltas que tiene el devanado secundario (N_2).
- El voltaje aplicado en el devanado primario.

⁹ Esquema del transformador eléctrico -Fecha de consulta 16/11/2024, en línea: <https://sl.bing.net/bMHCr93bRbo>

El voltaje generado en el segundo devanado es dado por esta fórmula que se muestra en la ecuación 2 Ley de Faraday.

Donde:

$$V_2 = \left(\frac{N_2}{N_1} \right) * V_1$$

Ecuación 2. Ley de Faraday transformadores

V1: Voltaje primario.

V2: Voltaje secundario.

N1: Número de vueltas de primario.

N2: Número de vueltas de secundario.

La relación de vueltas de un transformador se define como el número de vueltas de su secundario dividido por el número de vueltas de su primario.

La relación de voltaje de un transformador ideal está directamente relacionada con la relación de vueltas:

$$\frac{V_s}{V_p} = \frac{N_s}{N_p}$$

Ecuación 3. Relación de voltaje de un transformador ideal.

La relación de corriente de un transformador ideal está inversamente relacionada con la relación de vueltas:

$$\frac{I_p}{I_s} = \frac{N_s}{N_p}$$

Ecuación 4. Relación de corriente.

Donde V_s = voltaje secundario, I_s = corriente secundaria, V_p = voltaje primario, I_p = corriente primaria, N_s = número de vueltas en el devanado secundario y N_p = número de vueltas en el devanado primario.

Por lo tanto, la relación de vueltas de un transformador define el transformador como un elevador o reductor.

Un transformador elevador es aquel cuyo voltaje secundario es mayor que su voltaje primario y un transformador que aumenta el voltaje reducirá la corriente. (Voltech, 2021)

2.2.1. PARTES DE UN TRANSFORMADOR.

El núcleo: este elemento magnético hace posible el funcionamiento del transformador de distribución. Este imán en forma de "C" o "E" permite la generación del campo magnético en la bobina secundaria del flujo magnético en la bobina primaria. La base está hecha de pilas de láminas de chapa de acero que la mantiene unida mediante correas de acero o resina las cuales se encuentran aisladas las unas sobre las otras. Este núcleo magnético, así como las bobinas primaria y secundaria comprenden partes activas del transformador de distribución y son responsables de la regulación de la tensión. Visualizar figura 10. (Fundacion Endesa,2024)



Figura 10. Núcleo del transformador.¹⁰

Devanado primario:

Es la primera parte integrante de un transformador de distribución se compone de cable de cobre recubierto con esmalte y enrollado alrededor de un núcleo magnético, protegida por una capa aislante, que suele ser barniz. (Carlos Santander, 2024)

¹⁰ Núcleo del transformador -Fecha de consulta 17/11/2024, en línea:
<https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico>

Devanado secundario:

El flujo magnético producido en la bobina primaria o devanado primario desarrolla un campo magnético en una bobina secundaria. Las bobinas secundarias consisten en aluminio o cobre en una cinta de espesa, con un aislamiento de papel impregnado con resina. Similar a la bobina primaria, estas cintas de aluminio o de cobre se enrollan alrededor de un imán. El campo magnético generado en la bobina secundaria induce una corriente de alta corriente y baja tensión alterna en la cinta, que fluye hacia afuera del transformador como energía lista para usar. (Carlos Santander, 2024)

Devanado terciario aplicable en autotransformadores:

Este devanado dependerá del tipo de diseño y clasificación del transformador, ver figura 11, ya que pueden estar compuestos por dos o a veces tres bobinas, la primaria y la secundaria. La relación de vueltas del hilo de cobre entre el primario y el secundario indicará la relación de transformación. El nombre de primario y secundario es totalmente simbólico ya que dependerá de donde apliquemos la tensión de entrada. (Carlos Santander, 2024)

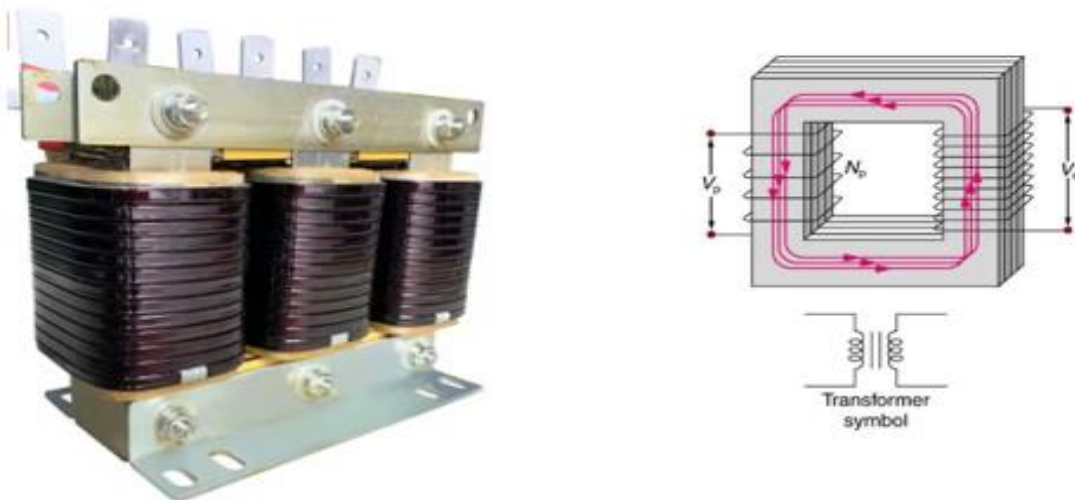


Figura 11. Devanado de transformador¹¹

¹¹ Devanados de un transformador -Fecha de consulta 17/11/2024, en línea:<https://spanish.alibaba.com/product-detail/Factory-manufacturing-customized-dry-power-isolation-1600074413307.html>

Tanque o deposito:

El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga de este, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales. La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento de la carga de este. (Carlos Santander, 2024)

Su función es proteger mecánicamente los devanados, así como todos los componentes que se encuentren en el interior del transformador, además evita la entrada de contaminantes y mantener el aceite dentro del transformador.

Existen diferentes tipos de tanque los cuales podemos mencionar como:

Tipo respiración libre:

En este tipo de construcción el interior del tanque está en contacto con el medio ambiente por medio de una tubería, la cual está doblada hacia abajo para evitar la entrada de lluvia, además cuenta con una rejilla para que no ingresen animales. Debido a que puede ingresar humedad del ambiente se instala un removedor de humedad, el cual consiste en un tanque lleno de sílica gel. (Gonsaga Rodriguez, 2024)

Tipo tanque conservador:

Este tanque consiste en un recipiente fijo a la parte superior del transformador sobre el tanque o carcasa. Está destinado a recibir el aceite del tanque cuando éste se expande, debido al efecto del calentamiento por pérdidas internas. Por lo tanto, algunos transformadores de potencia necesitan una cámara de compensación de expansión del líquido aislante. (Gonsaga Rodriguez, 2024)

Tipo tanque sellado:

No cuenta con una tubería para respiración, ya que tiene la tapa soldada. La presión dentro del tanque se mantiene dentro de un rango definido mediante una válvula de alivio de presión. En el momento de instalarlo se introduce un gas (aire limpio o nitrógeno) de manera que se forme un colchón de gas sobre el aceite, existe poca contaminación con el medio ambiente debido a la válvula de presión, visualizar figura 12. (Gonsaga Rodriguez, 2024)



Figura 12. Tanque de un transformador eléctrico¹²

Sistemas de refrigeración:

Cuando el transformador está funcionando bajo carga, las pérdidas de energía en el circuito magnético y los devanados se convierten en calor; la calefacción puede dañar el aislamiento. Es muy importante controlar cuidadosamente la temperatura dentro del transformador para evitar el sobrecalentamiento y un posible incendio en la subestación. El componente principal del sistema de refrigeración de transformadores es el aceite. La liberación de calor de los devanados y del circuito magnético se produce en una secuencia tal, desde el metal caliente hasta el aceite y desde el aceite, hacia el exterior. (Globe core, 2024)

El proceso de refrigeración de transformadores se puede dividir en dos partes: refrigeración de transformadores interna y externa. Cada parte requiere una solución técnica. En el primer caso, todo el sistema (tubos, canales, entre otros.) está dentro del transformador y no es visible desde el exterior. En el segundo caso, todos los elementos (filtros, ventiladores, bombas, entre otros.) son externos y pueden recibir un servicio sistemático. (Globe core, 2024)

Otro método utilizado en los transformadores con una potencia de 50,000 kVA y superior es la refrigeración de transformadores por el método de soplado forzado y circulación de aceite a través de enfriadores de aire. (Globe core, 2024)

¹² Tanque de un transformador -Fecha de consulta 17/11/2024, en línea:

<https://www.promelsa.com.pe/media/PDF/catalogos/catalogotransformadores.pdf>

Los enfriadores de aceite y aire son tubos acostillados finos con bombas eléctricas. Las bombas ingresan líquido a través de los tubos a alta velocidad. Con un fuerte flujo de aire y una gran área de superficie, dichos enfriadores son compactos y eficientes.

En los transformadores de alta tensión, la circulación direccional se utiliza cuando el aceite se alimenta a través de tuberías a los puntos más calientes de los devanados.

El sistema puede operar en modo manual o automático, con la posibilidad de encenderse automáticamente al mismo tiempo que el transformador. Para una refrigeración de transformadores adicional, se puede conectar un enfriador auxiliar (cuando se alcanza la carga nominal) o un enfriador alternativo (si falla el sistema principal). (Globe core, 2024)



Figura 13. Sistema de refrigeración por medio del transformador.¹³

Sistema de refrigeración por medio del aire:

El sistema incluye varios radiadores externos con ventiladores de enfriamiento de aire instalados en las paredes del tanque. Los ventiladores absorben aire del fondo y lo dirigen a la parte superior de las tuberías, enfriando el aceite caliente.

¹³ Sistema de refrigeración de un transformador eléctrico-Fecha de consulta 17/11/2024, en línea: <https://www.shutterstock.com/es/image-photo/cooling-fan-components-transformer-637266958>

Si la carga nominal es inferior al 100%, este sistema puede funcionar incluso cuando los ventiladores están apagados. En este caso, la condición principal es mantener la temperatura por debajo de 55 ° C si la temperatura exterior es superior a cero y por debajo de 45 ° C si la temperatura exterior es inferior a cero. Tal disposición se puede usar para enfriar el transformador a 100,000 kVA, ver figura 14. (Globe core, 2024)



Figura 14. Sistema de refrigeración por medio de aire¹⁴

Boquillas terminales bushing:

Es la parte del transformador que se utiliza para atravesar un conductor de alta tensión usando una superficie aterrizada. Estas tienen la capacidad de llevar las corrientes de los equipos dentro de un régimen de sobrecarga y mantener el aislamiento tanto para tensión nominal como para sobretensiones y de resistir también esfuerzos mecánicos. (Partesdes.com, 2024)

Las boquillas se podrán clasificar depende a su función desempeñada y se pueden clasificar de la siguiente manera. Visualizar figura 15 y 16.

- Boquillas de terminales de línea.

¹⁴ Refrigeración de transformadores de potencia-Fecha de consulta 17/11/2024, en línea: <https://spanish.alibaba.com/g/1600-kva-dry-transformer.html>

- Boquillas de terminales en neutro.
- Boquillas de terciario.



Figura 15. Boquilla de transformador de enlace.¹⁵

La elevación de la disipación de calor acelera el envejecimiento del aislamiento. Si un aislamiento envejecido ya no puede resistir el esfuerzo eléctrico, las boquillas explotan.



Figura 16. Partes de una boquilla bushing.¹⁶

¹⁵ Bushing tipo paleta de un transformador de potencia-Fecha de consulta 17/11/2024, en línea: <https://sl.bing.net/fr5hy7Irw9Q>

¹⁶ Descripción de las partes de un bushing del transformador-Fecha de consulta 17/11/2024, en línea: <https://sl.bing.net/fr5hy7Irw9Q>

En las tablas 2 y 3 se muestran los diferentes transformadores en función de su categoría de trabajo, características eléctricas, aplicaciones y forma física.

Tabla 2. Transformadores actuales funcionando en la red.¹⁷

Transformador pad mounted	Transformador de potencia	Transformador de distribución	Transformador de potencial TP
			

Tabla 3. Transformadores activos en la red eléctrica.¹⁸

Trasformadores de corriente TC	Trasformadores de sumergible	Interruptor de potencia	Trasformadores de Subestacion
			

¹⁷ Transformadores activos en la red eléctrica-Fecha de consulta 17/11/2024, en línea: <https://images.app.goo.gl/Nbc3pacNuKKaAWkq7>, <https://images.app.goo.gl/q2VpG2vR8a3XJMio7>, <https://images.app.goo.gl/LA2Cxi3jgNhP3u8y6>

¹⁸ Transformadores actuales en la red eléctrica-Fecha de consulta 17/11/2024, en línea: <https://images.app.goo.gl/63zdibDacicuPk3A9>, <https://images.app.goo.gl/f272mcwCXq87VEYU8>

2.2.2. SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES.

Los transformadores pequeños se enfrían mediante aire natural por dentro y por fuera, mientras aumenta la potencia los sistemas se vuelven más complejos que pueden ser con agua, gas, líquido sintético y aceite mineral. (Harper, 2013)

En la norma internacional (IEC 60076) de diseño, fabricación y pruebas de transformadores de aislamiento, distribución y potencia; están categorizados (9 categorías) y codificado por letras. (Harper, 2013)

Los tipos de enfriamiento en transformadores son muy importantes, ya que la disipación del calor influye en el tiempo de vida y capacidad de carga de los transformadores eléctricos, así como en la instalación y el costo de ellos.

A continuación, se presentan los medios refrigerantes, el tipo de circulación y por último el sistema de refrigeración según la norma internacional mencionada anteriormente. (Harper, 2013)

Tipo AA:

Transformadores tipo seco con enfriamiento propio, estos transformadores no contienen aceite ni otros líquidos para enfriamiento, el aire es también el medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas.

Por lo general se fabrican con capacidades inferiores a 5 KVA y voltajes menores de 4.16 kV.

Tipo AFA:

Transformadores tipo seco con enfriamiento por aire forzado, se emplea para aumentar la potencia disponible del tipo AA.

Su capacidad se basa en la posibilidad de disipación de calor por medio de ventiladores o sopladores.

Tipo AA/FA:

Transformadores tipo seco con enfriamiento natural y con enfriamiento por aire forzado, es básicamente un transformador tipo AA al que se le adicionan ventiladores para aumentar su capacidad de disipación de calor.

Tipo OA:

Transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural, en estos transformadores el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque que tiene paredes lisas o corrugadas o bien provistos con tubos radiadores. Esta solución se adopta para transformadores de más de 50 kVA con voltajes superiores a 15 kV.

Tipo OA/FA:

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio y con enfriamiento por aire forzado, es básicamente un transformador OA con la adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor en las superficies de enfriamiento.

Tipo OA/FOA/FOA:

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio/con aceite forzado – aire forzado/con aceite forzado/aire forzado. Con este tipo de enfriamiento se trata de incrementar el régimen de carga de transformador tipo OA por medio del empleo combinado de bombas y ventiladores. El aumento de la capacidad se hace en dos pasos:

1. Se usan la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas con lo que se logra aumentar en 1.33 veces la capacidad del tipo OA,
2. Hace trabajar la totalidad de los radiadores y bombas con lo que se logra un aumento de 1.667 veces la capacidad del OA.

Tipo FOA:

Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado. Estos transformadores pueden absorber cualquier carga de pico a plena capacidad ya que se usa con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando al mismo tiempo.

Tipo OW:

Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua, en estos transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente, el aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.

Tipo FOW:

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento de aceite forzado y con enfriadores de agua forzada. Este tipo de transformadores es prácticamente igual que el FO, sólo que el cambiador de calor es del tipo agua – aceite y se hace el enfriamiento por agua sin tener ventiladores.

2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.

Los transformadores se clasifican según diferentes criterios, tales como su construcción, función, tipo de corriente y uso específico. A continuación, se describen las clasificaciones más comunes según el documento. (Harper, 2013)

Según su función:

- Transformadores de potencia: Son utilizados para la transmisión de energía eléctrica a largas distancias. Generalmente tienen potencias mayores y operan en tensiones elevadas. Se utilizan en plantas generadoras y subestaciones de distribución.
- Transformadores de distribución: Son los que llevan la electricidad desde la red de alta tensión a los consumidores. Su potencia es menor que la de los transformadores de potencia y se usan para reducir las tensiones en áreas residenciales e industriales.

- Transformadores de medida: Se utilizan para medir voltajes y corrientes en sistemas eléctricos, aislando los equipos de medición de las tensiones elevadas.
- Transformadores de aislamiento: Su función es proporcionar aislamiento eléctrico entre los circuitos primario y secundario. Se usan principalmente para proteger a los equipos y a las personas de descargas eléctricas peligrosas.

Según su construcción:

- Transformadores de núcleo: Son los más comunes. En este tipo, el núcleo magnético (generalmente de hierro) se encuentra en el centro y los bobinados primarios y secundarios están enrollados alrededor del núcleo.
- Transformadores de núcleo partido: Se usan cuando se requiere un transformador de alta potencia, pero la construcción del núcleo es complicada o costosa. Estos transformadores permiten una mayor facilidad de montaje y mantenimiento.
- Transformadores secos: En este tipo de transformador, el aislamiento es aire o resina, no utiliza aceite como refrigerante. Son más seguros en áreas cerradas o interiores porque no tienen riesgo de fuga de aceite.
- Transformadores sumergidos en aceite: Los transformadores que utilizan aceite como refrigerante y aislante. El aceite ayuda a disipar el calor generado en el proceso de transformación y también actúa como aislamiento eléctrico. Son más comunes en transformadores de mayor potencia.

Según el tipo de corriente:

- Transformadores monofásicos: Utilizados en sistemas monofásicos, donde la energía eléctrica se transmite a través de dos conductores. Se emplean en instalaciones pequeñas, como viviendas o comercios.
- Transformadores trifásicos: Se emplean en sistemas trifásicos, donde la energía fluye a través de tres conductores. Son más comunes en la transmisión y distribución de energía eléctrica a gran escala.

Según la relación de tensiones:

- Transformadores elevadores (step-up): Aumentan la tensión de entrada (primaria) a una tensión mayor en la salida (secundaria). Se usan principalmente en plantas generadoras de energía y en la transmisión a largas distancias.
- Transformadores reductores (step-down): Reducen la tensión de entrada (primaria) a una tensión menor en la salida (secundaria). Son comunes en la distribución de energía a los consumidores finales.

Según su tamaño y potencia:

- Transformadores de pequeña potencia: Tienen una potencia de hasta unos pocos kVA y se usan en aplicaciones como electrodomésticos, dispositivos electrónicos, entre otros.
- Transformadores de media potencia: Son los utilizados en redes de distribución y en instalaciones industriales de tamaño medio.
- Transformadores de alta potencia: Tienen capacidades de cientos de MVA (Mega Voltamperios) y se usan en plantas generadoras y en grandes subestaciones.

Según el número de fases:

- Transformadores monofásicos: Tienen una fase para la entrada y salida de energía.
- Transformadores trifásicos: Usados en sistemas trifásicos, proporcionan tres fases de corriente eléctrica. Son más eficientes y se utilizan en la transmisión y distribución de energía eléctrica de gran escala.

Según su tipo de enfriamiento:

- Transformadores refrigerados por aire: Son enfriados mediante ventiladores o la circulación natural de aire. Se utilizan en transformadores de pequeña y mediana potencia.
- Transformadores refrigerados por aceite: Utilizan aceite como medio de refrigeración, permitiendo que el transformador opere a temperaturas más altas y con mayores cargas. Se usan en transformadores de gran potencia.

- Transformadores refrigerados por agua: Son transformadores de gran potencia que utilizan agua para el enfriamiento, especialmente en instalaciones industriales donde se requiere una gran disipación de calor.

Según el número de bobinados:

- Transformadores de un solo bobinado (unifásicos): Tienen un solo bobinado en la entrada y otro en la salida. Son utilizados en aplicaciones de baja potencia.
- Transformadores de varios bobinados (multifásicos): Poseen varios bobinados para la entrada y salida, lo que los hace útiles para la transmisión de energía en sistemas trifásicos.

2.4. POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

La polaridad se refiere a la dirección en la que fluye la corriente instantánea. Por ejemplo, en el mismo instante, si el extremo secundario y extremo primario tienen la misma dirección de entrada.

Si las bobinas primaria y secundaria de un transformador están enrolladas en la misma dirección, luego enrolladas en el mismo poste con núcleo de hierro y atravesadas por el mismo flujo magnético principal, las direcciones de potencial eléctrico de los dos extremos de la bobina son las mismas y están lo mismo en cualquier momento. Esta conexión es del mismo nivel o polaridad reducida. En este momento, el vector que convierte el voltaje secundario en voltaje primario debe ser el mismo. (Harper, 2013)

"Si las bobinas primaria y secundaria de un transformador están enrolladas en direcciones opuestas, las direcciones potenciales en los extremos de las dos bobinas son opuestas, y esta conexión se denomina hetero-polaridad o adición de polaridad". En este momento, el vector que convierte el voltaje secundario en voltaje primario debe diferir en 180° .

La fuerza electromotriz inducida generada por el flujo magnético principal en el núcleo del transformador en los devanados primario y secundario es una fuerza electromotriz alterna. Originalmente no hay polaridad fija. El término "polaridad del devanado del transformador" se refiere a la polaridad relativa de los devanados primario y secundario, lo que significa que cuando el potencial de un extremo del devanado primario es positivo en un

instante determinado, el devanado secundario también tiene un extremo correspondiente con un devanado positivo en el mismo instante. (Harper, 2013)

En este momento, llamamos a estos dos extremos correspondientes el extremo de la misma polaridad del devanado del transformador, o el mismo nombre de extremo. La polaridad de los devanados del transformador depende principalmente de la dirección del devanado. Cuando cambia la dirección del devanado, la polaridad también cambiará. La polaridad es una de las principales condiciones para el funcionamiento en paralelo de los transformadores. Si se invierte la polaridad, habrá una gran corriente de cortocircuito en el devanado, incluso quemando el transformador. (Harper, 2013)

La polaridad de una bobina de transformador de aislamiento trifásico está determinada principalmente por la dirección de bobinado de la bobina. Cuando cambia la dirección del devanado, también cambia la polaridad. La polaridad es una de las principales condiciones para la conexión en paralelo de transformadores. Si se invierte la polaridad, se generará una gran corriente de cortocircuito en la bobina del transformador de aislamiento trifásico e incluso se quemará el transformador de aislamiento trifásico. (Harper, 2013)

La polaridad indica los polos positivos o negativos de los terminales del transformador en un determinado instante.

Para un transformador monofásico, estos se marcan con H1, H2 en el primario y X1, X2, X3 en el secundario. Si es trifásico se marca H1, H2, H3 en el primario y X1, X2, X3, X0 en el secundario, siendo X0 el neutro, ver figura 17.



Figura 17. Tipos de polaridad de un transformador.¹⁹

¹⁹Polaridad de transformadores-Fecha de consulta 18/11/2024, en línea: https://www.academia.edu/36300657/El_ABC_de_las_m%C3%A1quinas_el%C3%A9ctricas_I_Transformadores_Gilberto_Enr%C3%ADquez_Harper_led

Existen dos tipos de polaridades que puede tener el transformador: polaridad aditiva y sustractiva. En la aditiva H1 y X1 marcan de forma diagonal entre primario y secundario. En la sustractiva H1 y X1 se marcan de forma adyacente.

Para poder determinar la polaridad de los transformadores se conecta una fuente en el primario. Luego un cable puente entre los terminales adyacentes de primario y secundario. Mientras que en los terminales adyacentes restantes se conecta un voltímetro. Se considera polaridad aditiva si el voltaje registrado es mayor que la fuente, y sustractivo si es menor, visualizar figura 18.

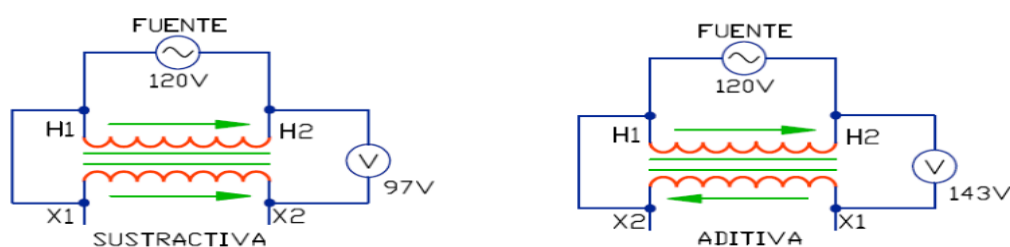


Figura 18. Prueba eléctrica para identificación de polaridad de un transformador²⁰

La importancia de marcar la polaridad es para poder conectar los transformadores en paralelo (esto evita cortocircuitos por flujo contrarios de corriente) o para poder utilizarlos adecuadamente como autotransformadores.

2.5. CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES SEGÚN LA POTENCIA MANEJADA.

Los transformadores de distribución se pueden clasificar en base a la potencia que manejan, ya que esta es una de las características más importantes que determina su capacidad y aplicación. A continuación, se presenta una clasificación general basada en la potencia. (Alvelino Perez, 1998)

- Transformadores de baja potencia

²⁰Polaridad de transformadores-Fecha de consulta 18/11/2024, en línea: [https://www.academia.edu/36300657/El ABC de las m%C3%A1quinas el%C3%A9ctricas I Transformadores_Gilberto_Enr%C3%ADquez_Harper_led](https://www.academia.edu/36300657/El_ABC_de_las_m%C3%A1quinas_el%C3%A9ctricas_I_Transformadores_Gilberto_Enr%C3%ADquez_Harper_led)

Rango de potencia: Menos de 100 kVA.

Aplicaciones: Estos transformadores se usan comúnmente en áreas residenciales, o en pequeñas industrias donde la demanda de energía no es muy alta.

Ejemplos: Transformadores utilizados en áreas residenciales o para alimentar pequeñas cargas industriales.

- Transformadores de potencia media.

Rango de potencia: 100 kVA a 1,000 kVA (1MVA).

Aplicaciones: Se utilizan para alimentar áreas residenciales más grandes, pequeños complejos comerciales o industrias de tamaño mediano.

Ejemplos: Alimentación de edificios de oficinas, conjuntos habitacionales, pequeñas fábricas.

- Transformadores de alta potencia.

Rango de potencia: 1,000 kVA (1MVA) a 10,000 kVA (10MVA).

Aplicaciones: Estos transformadores son útiles para distribuir energía a grandes áreas comerciales, complejos industriales, plantas de procesamiento, grandes zonas urbanas y redes de distribución de energía.

Ejemplos: Alimentación de centros comerciales, hospitales grandes, fábricas a gran escala.

- Transformadores de muy alta potencia.

Rango de potencia: Más de 10,000 kVA (10MVA).

Aplicaciones: Son utilizados en grandes redes de distribución, donde se requieren transformadores para suministrar electricidad a áreas muy extensas o grandes instalaciones industriales.

La clasificación de los transformadores de distribución en base a la potencia manejada se puede dividir en baja, mediana, alta y muy alta potencia, y varía dependiendo de la demanda energética de las zonas a las que suministra electricidad. Esta clasificación ayuda a

seleccionar el tipo de transformador adecuado según las necesidades del sistema eléctrico, visualizar en la tabla 4. (Alvelino Perez, 1998)

Tabla 4. Transformadores monofásicos de 5 a 50KVA AT ≤ 17.5 KV y BT ≤ 1.0 KV²¹

Potencia del transformador	Pérdidas en vacío	Pérdidas con carga	Corriente en vacío	Tensión de cortocircuito	Pérdidas totales
KVA	W	W	% de In	% de Vn	% de Pn
5	49	142	2.95	2.75	3.82
10	68	211	2.6	2.75	2.79
15	86	278	2.4	2.75	2.43
20	103	342	2.25	2.75	2.23
25	120	410	2.1	2.75	2.12
37.5	165	608	2.05	2.75	2.06
50	199	776	1.95	2.75	1.95

Se denomina transformadores de distribución a los transformadores de potencias iguales o inferiores a 330 kVA, tanto monofásicos como trifásicos, son diseñados bajo normas internacionales ANSI/IEEE C57.12 (Alvelino Perez, 1998).

En todo sistema de potencia, los transformadores de distribución son la última fase para la utilización de la energía eléctrica en alta o baja tensión.

Lo definimos como un aparato estático que tiene una capacidad nominal desde los 5 kVA hasta los 333 kVA.

Su rango de fabricación es:

Convencionales –desde 5 kva hasta los 333 kva

Autoprotegidos – desde 5 kva hasta los 75 kva

²¹ Transformadores de distribución -Fecha de consulta 18/11/2024, en línea: (Alvelino Perez, 1998)

La gran mayoría de estos transformadores son proyectados para trabajar montados sobre postes, algunos de los de tamaños de potencia superior, son construidos para trabajar en subestaciones o en plataformas. Su utilización generalmente es para proveer de energía a residencias, edificios, centros comerciales, fincas, almacenes públicos, talleres tal y como se muestra en la tabla 5.

Tabla 5. Eficiencia de los transformadores de distribución²²

CAPACIDAD(KVA)	CLASE DE AISLAMIENTO		
	HASTA 15 KV	HASTA 25 KV	HASTA 34.5 KV
5	97.90	97.80	97.70
10	98.25	98.15	98.05
15	98.40	98.30	98.20
25	98.55	98.45	98.25
37.5	98.65	98.55	98.45
50	98.75	98.65	98.55
75	98.90	98.80	98.70
100	98.95	98.85	98.75
167	99.00	98.90	98.80

2.6. NIVELES DE VOLTAJE DE CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

En los niveles de voltaje de conexión hablamos sobre el origen del cambio de potencial, es importante mencionar que el transformador cambia un nivel de voltaje de C.A en otro nivel de voltaje, sin afectar la potencia real suministrada. En las centrales generadoras se eleva el voltaje para transmitirlo a largas distancias con pérdidas mínimas y se disminuyen en las subestaciones de distribución para su utilización. Las pérdidas en las líneas de transmisión se calculan con $I^2 \cdot R$, elevar el voltaje transmitido, reduce las pérdidas enormemente y en los sistemas de distribución es utilizado para disminuir niveles de voltaje. Como se muestra en la figura 19, explica el funcionamiento del sistema de potencia que a

²²Transformadores de distribución -Fecha de consulta 18/11/2024, en línea: [\(Alvelino Perez, 1998\)](#)

través del recorrido se denota los diferentes niveles de voltaje tanto en generación, transmisión y distribución.

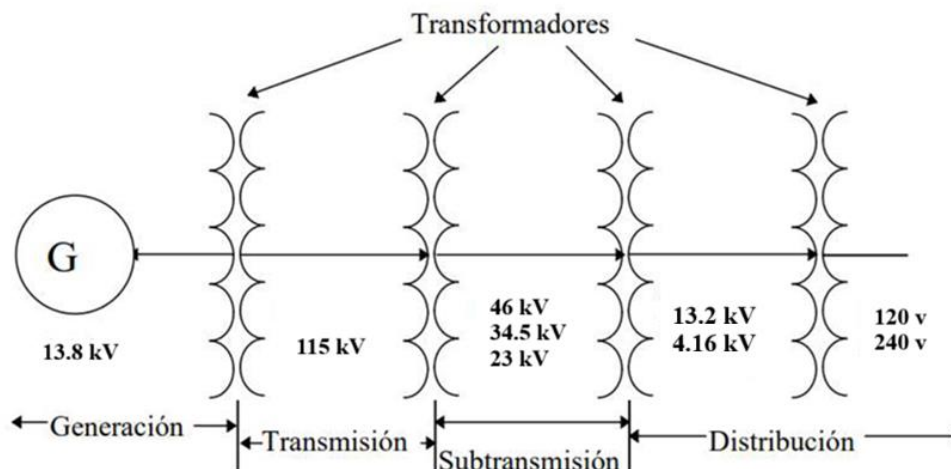


Figura 19. Diagrama de niveles de voltaje en circuito de potencia²³

2.7. CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

En la actualidad existen suministros de energía con diferentes rangos de tensión que se solicitan por el consumidor final por lo que se necesita para complementar el servicio varios transformadores se conectan, se unen entre sí todos los primarios, por una parte, y todos los secundarios por otra, esto obliga a que todos los transformadores tengan las mismas tensiones; tanto en el lado primario y secundario así también mantener la misma relación de transformación.

2.7.1. CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES EN PARALELO.

La conexión en paralelo de transformadores se realiza para satisfacer una demanda mayor que la capacidad del transformador instalado, o por motivos de redundancia para brindar una mayor confiabilidad a la instalación. Una conexión en paralelo realizada

²³Análisis y pruebas de rigidez dieléctrica para aceite de transformadores de distribución-Fecha de consulta 18/11/2024, [Tesis documentada UTLA 2021](#).

correctamente y bajo las condiciones adecuadas puede ser una solución viable ante ciertas situaciones. La conexión en paralelo como se muestra en la siguiente figura, se usa para tener una red eléctrica confiable y puede ser un buen método para maximizar la eficiencia, flexibilidad y disponibilidad del sistema de potencia, ver figura 20.

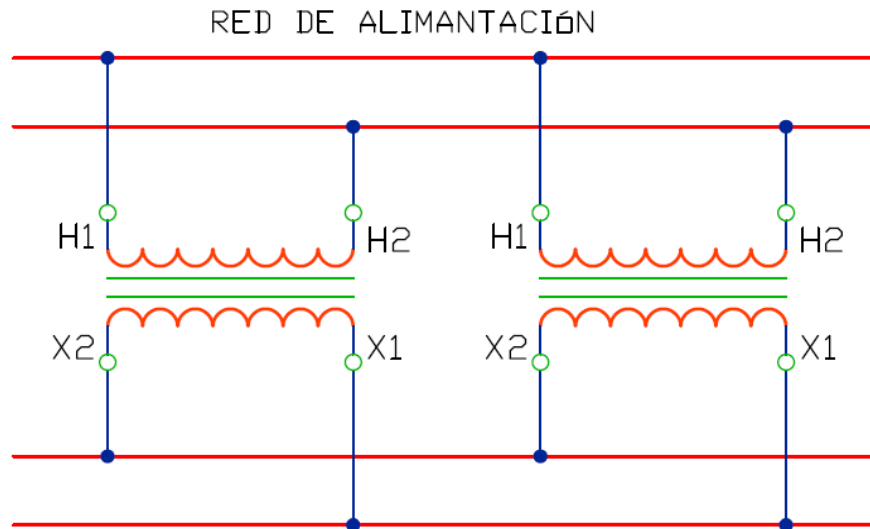


Figura 20. Conexión en paralelo en transformadores de distribución.²⁴

2.7.1.1. CONEXIÓN PARALELA DE LOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN.

Los transformadores monofásicos deben cumplir con el requisito de tener la misma fase en la tensión del secundario, pues no hacerlo implica tener un cortocircuito. Para garantizar que las tensiones del secundario estén en fase, debe tenerse cuidado con la polaridad de los transformadores (aditiva o sustractiva) al llevar a cabo la conexión.

Los transformadores pueden conectarse en distintas configuraciones, normalmente en delta y estrella.

²⁴ Conexión en paralelo en transformadores -Fecha de consulta 18/11/24: <https://sl.bing.net/BV7ow3ZObk>

2.7.1.2. CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.

Un transformador trifásico consta de tres transformadores monofásicos, bien sean separados (banco trifásico) o combinados sobre un mismo núcleo. Las conexiones utilizadas que se implementan en subestaciones son:

- Conexión estrella: En la conexión estrella se unen en un mismo punto los tres extremos de los devanados que poseen la misma polaridad.
- Conexión delta: En la conexión en delta se unen sucesivamente los extremos de polaridad opuesta de cada dos devanados hasta cerrar el circuito.

En la tabla 6, se muestra las configuraciones que se deben realizar dependiendo de la necesidad para realizar la conexión y en la figura 21 se muestran las conexiones de transformadores de manera macro.

Tabla 6. Tabla de configuraciones de transformadores²⁵

ALTA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN	DENOMINACIÓN
		Delta-Delta
		Estrella-Estrella
		Delta-Estrella
		Estrella-Delta

²⁵ Grupo de relaciones y conexiones de transformadores eléctricos de distribución -Fecha de consulta 18/11/2024: https://reader.digitalbooks.pro/content/preview/books/18897/book/OEBPS/Images/pg10_08.png

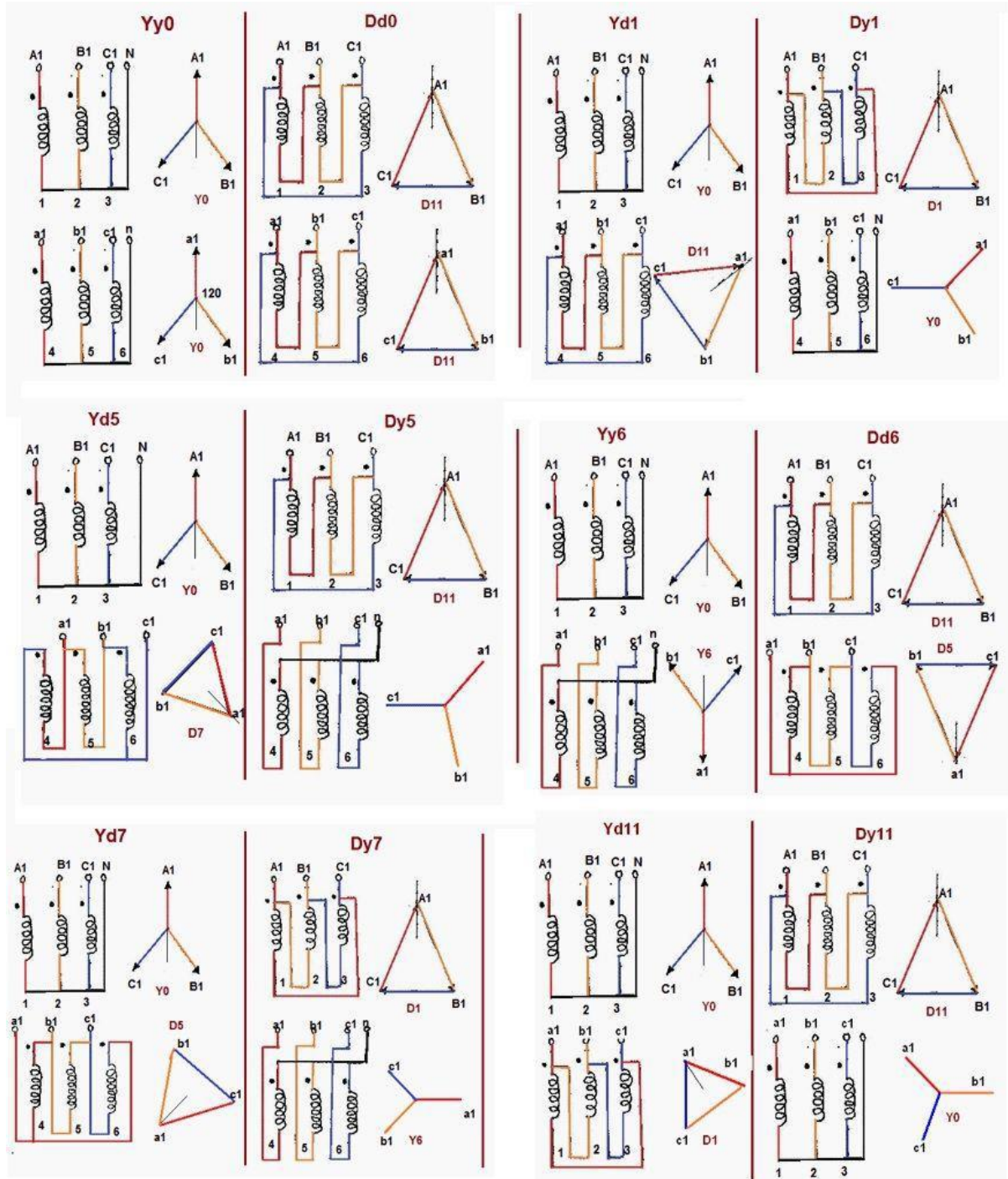


Figura 21. Conexiones de transformadores.²⁶

²⁶ Grupo de relaciones y conexiones de transformadores eléctricos de distribución -Fecha de consulta 18/11/2024: https://reader.digitalbooks.pro/content/preview/books/18897/book/OEBPS/Images/pg10_08.png

La conexión determina el desplazamiento angular entre el voltaje primario y el voltaje secundario. El desplazamiento angular entre el voltaje primario y el voltaje secundario depende de la conexión del transformador, de la carga y de la impedancia de las bobinas. El desplazamiento angular provocado por la conexión del transformador es llamado índice horario, debido a que siempre es múltiplo de 30°. Por esto, al realizar el diagrama fasorial, los fasores de voltaje del primario y secundario se ubican sobre las horas del reloj de pared. A continuación, se explica cada código de conexión de los transformadores. Visualizar tabla 7.

Tabla 7.Codificación de conexiones de transformadores eléctricos²⁷

Código de conexión	Nombre de la conexión
Yy0	Conexión Estrella – Estrella con desplazamiento angular de 0°.
Dd0	Conexión Delta – Delta con desplazamiento angular de 0°.
Yd1	Conexión Estrella – Delta con desplazamiento angular de 30°.
Dy1	Conexión Delta - Estrella con desplazamiento angular de 30°.
Dy5	Conexión Delta - Estrella con desplazamiento angular de 150°.
Yd5	Conexión Estrella – Delta con desplazamiento angular de 150°.
Yy6	Conexión Estrella – Estrella con desplazamiento angular de 180°.
Dy6	Conexión Delta – Delta con desplazamiento angular de 180°.
Yd7	Conexión Estrella – Delta con desplazamiento angular de 210°.
Dy7	Conexión Delta - Estrella con desplazamiento angular de 210°.
Dy11	Conexión Delta - Estrella con desplazamiento angular de 330°.
Yd11	Conexión Estrella – Delta con desplazamiento angular de 330°.

²⁷ABC máquinas eléctricas, Transformadores-Fecha de consulta 18/11/2024:
https://www.academia.edu/36300657/El_ABC_de_las_m%C3%A1quinas_el%C3%A9ctricas_I_Transformadores_Gilberto_Enr%C3%ADquez_Harper_1ed

2.7.2. CONEXIÓN ESTRELLA – ESTRELLA (Y – Y)

En este tipo de conexión tanto el primario como el lado secundario del banco de transformadores están conectados en configuración estrella. Visualizar figura 22.

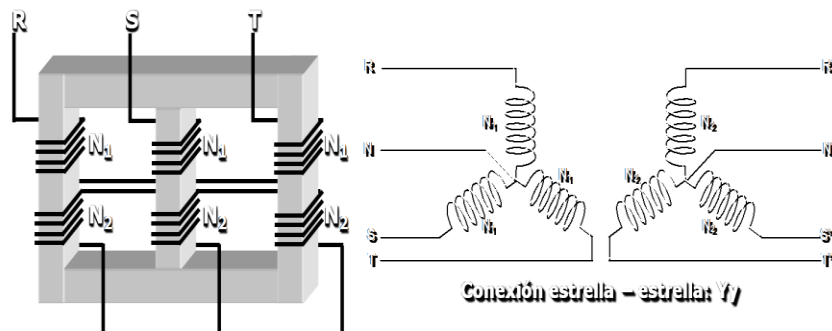


Figura 22. Diagrama de conexión Estrella-Estrella (Y-Y)²⁸

La alimentación en el lado primario se realiza en los terminales H1. Es decir, en el principio de las bobinas, mientras que los finales de las bobinas (H2) se unen a un punto común. En el lado del secundario es similar: las terminales X1 son las líneas principales de alimentación, mientras que los terminales X2 se unen a un punto en común. (Tecnologia.blogspot, 2019) esquema de conexiones, visualizar figura 23.

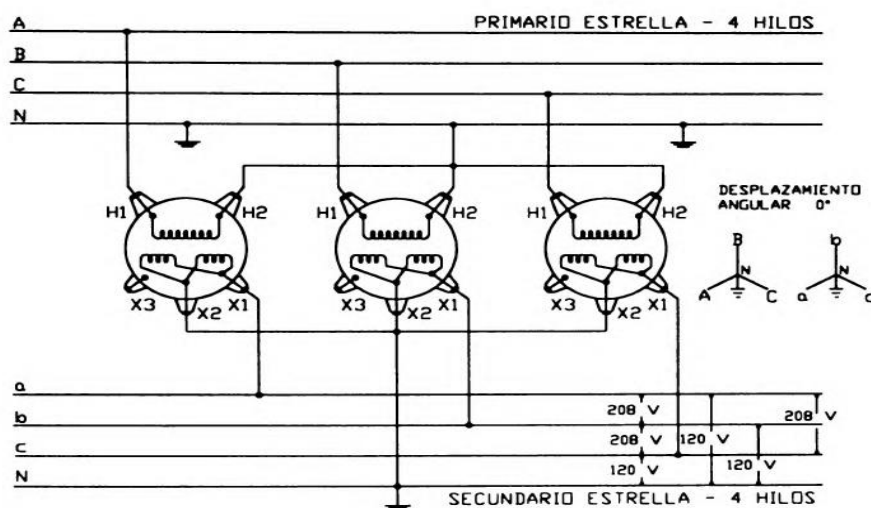


Figura 23. Esquema de diagrama de conexiones Estrella-Estrella (Y-Y)²⁹

²⁸ Diagrama de conexión -Fecha de consulta 18/11/2024, en línea: ([Circuitos Magnéticos y Transformadores, 1981](#))

²⁹ Conexión estrella-estrella (y-y)-Fecha de consulta 18/11/2024, en línea: ([Transformadores y autotransformadores, 1999](#))

Tipo de cargas a conectar: Este tipo de conexión es adecuada para cargas equilibradas tales, maquinas eléctricas o donde se requieran cargas monofásicas a 120V. (Tecnologia.blogspot, 2019).

2.7.3. CONEXIÓN ESTRELLA – DELTA (Y – Δ)

Según se menciona en el blog (Patricio Concha, 2015). La conexión estrella delta no tiene problema con los componentes del tercer armónico en sus voltajes, el único inconveniente es que debido a la conexión delta, el voltaje secundario se desplaza 30° con relación al voltaje primario del transformador, por lo que hay que poner mucha atención en esto a la hora de conectar el banco de transformadores en paralelo. Ver figura 24.

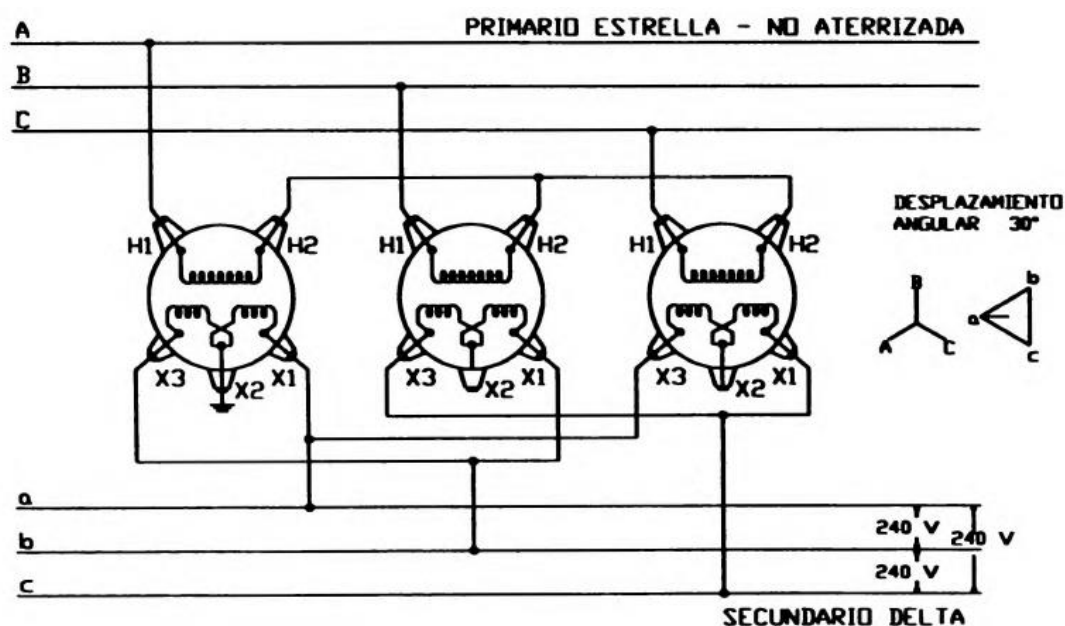


Figura 24. Esquema de conexión Estrella -Delta³⁰

³⁰ Configuraciones de transformadores y maquinas eléctricas-Fecha de consulta 19/11/2024, en línea: (Transformadores y autotransfromadores, 1999)

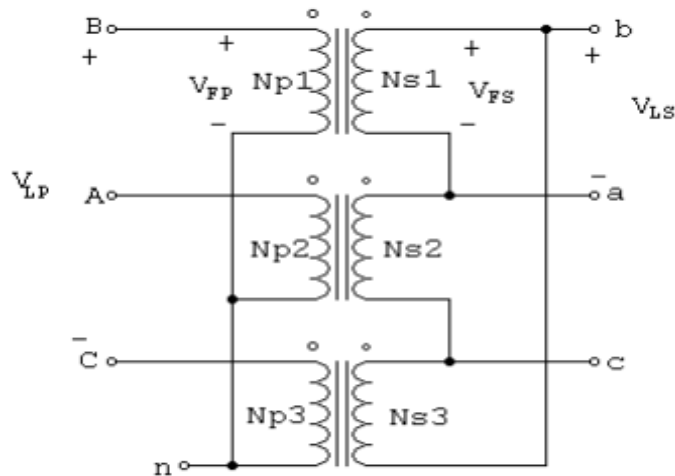


Figura 25. Diagrama de conexiones Estrella -Delta³¹

Tipo de cargas a conectar: Para el servicio de cargas a 240V. Uno de los inconvenientes que menciona el autor (Heriques, 1999) es que si uno de los transformadores falla la subestación quedaría fuera de servicio.

2.7.4. CONEXIÓN DELTA – DELTA ($\Delta - \Delta$)

Descripción: este tipo de conexión tiene características semejantes a las de la conexión en paralelo, cada fase está conectada en un par de bobinas. (E.E M.I.T, 1981). En relación con lo antes mencionado podemos visualizar de una mejor manera tanto en el diagrama de conexión como en el esquemático.

Según el autor (Heriques, 1999) menciona que una de las ventajas de este tipo de conexión es que si una de las unidades falla la subestación puede ser reconectada en delta abierta, esto solo para servir energía a manera de emergencia. Visualizar figura 26

³¹ Transformador trifásico-Fecha de consulta 19/11/2024, en línea: ([Patricio Concha, 2015](#))

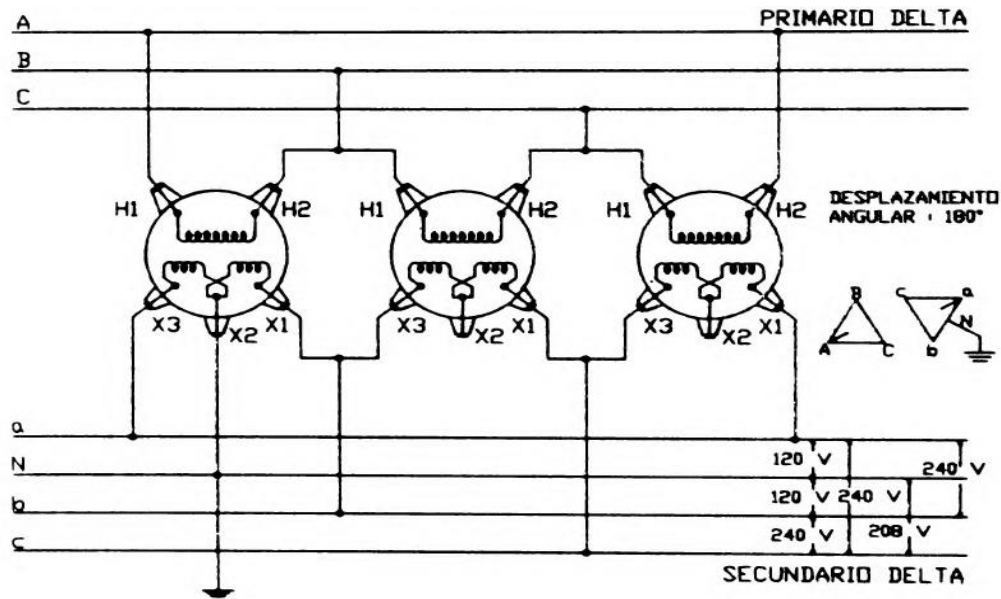


Figura 26. Esquema de conexiones, configuración Delta-Delta³²

El transformador con la conexión en X2 conduce dos tercios de la carga monofásica a 120/240V y un tercio de la carga trifásica a 240V, los otros dos transformadores conducen un tercio de la carga monofásica a 120/240V y trifásica a 240 V. (Heriques, 1999).

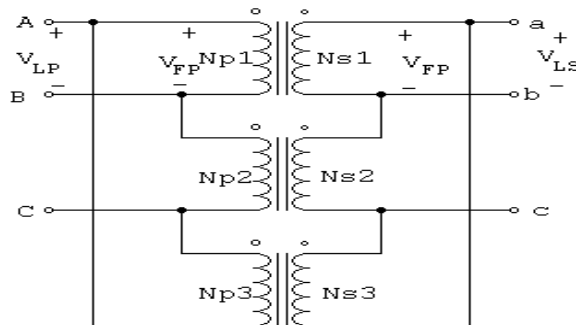


Figura 27. Diagrama de conexiones de una configuración Delta-Delta³³

Tipo de cargas a conectar: para cargas trifásicas que requieran voltajes 240V y para cargas monofásicas a 120V. (Heriques, 1999). Esta conexión se utiliza frecuentemente para alimentar sistemas de alumbrado monofásicos y carga de potencia trifásica simultáneamente, presenta la ventaja de poder conectar los devanados primario y secundario sin desfaseamiento,

³² Configuración de Transformadores y Autotransformadores-Fecha de consulta 19/11/2024, en línea: ([Transformadores y autotransformadores, 1999](#))

³³ Configuración de Transformadores y Autotransformadores-Fecha de consulta 19/11/2024, en línea: ([Transformadores y autotransformadores, 1999](#))

y no tiene problemas de cargas desbalanceadas. Sin embargo, circulan altas corrientes a menos que todos los transformadores sean conectados con el mismo tap de regulación y tengan la misma razón de tensión.

2.7.5. CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA ($\Delta - Y$)

En la siguiente conexión tiene las mismas ventajas y el mismo desplazamiento de fase que el transformador Y-D el voltaje secundario atrasa el primario en 30° . Su uso es conveniente debido a que se tiene acceso a dos tensiones distintas, de fase y línea. Ver figura 28.

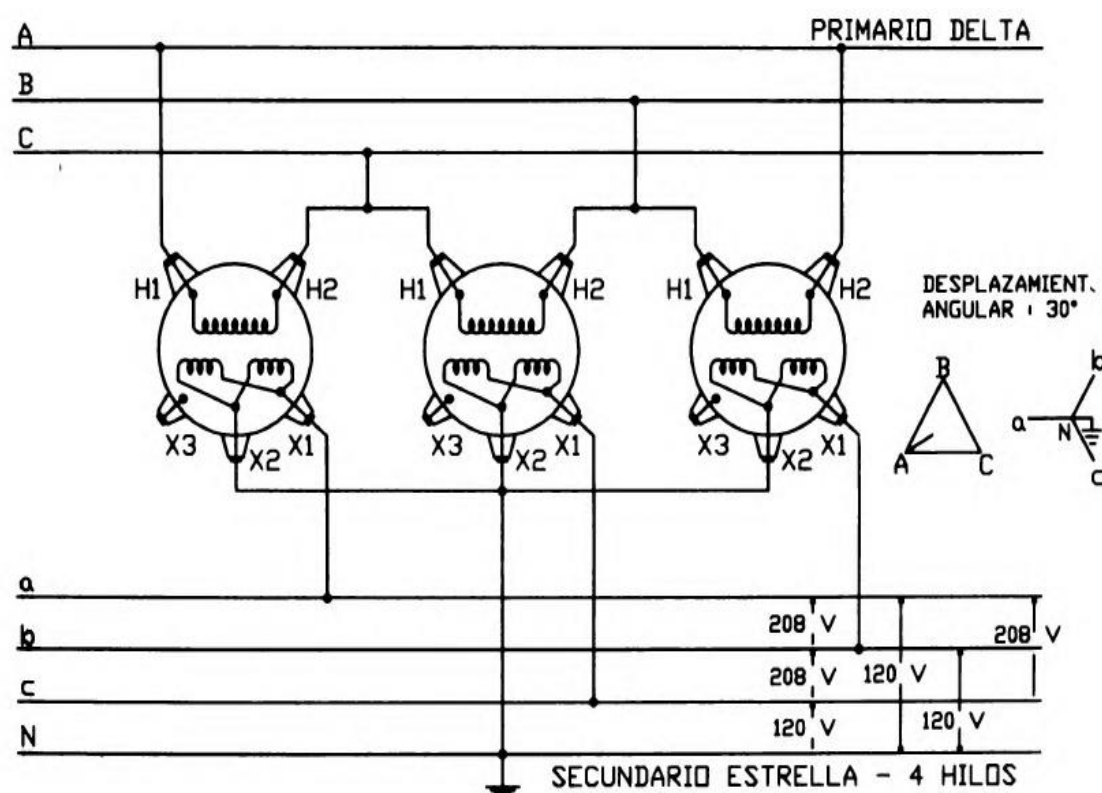


Figura 28. Esquema de conexión Delta-Estrella³⁴

³⁴ Configuración de Transformadores y Autotransformadores-Fecha de consulta 20/11/2024, en línea: [\(Transformadores y autotransformadores, 1999\)](#)

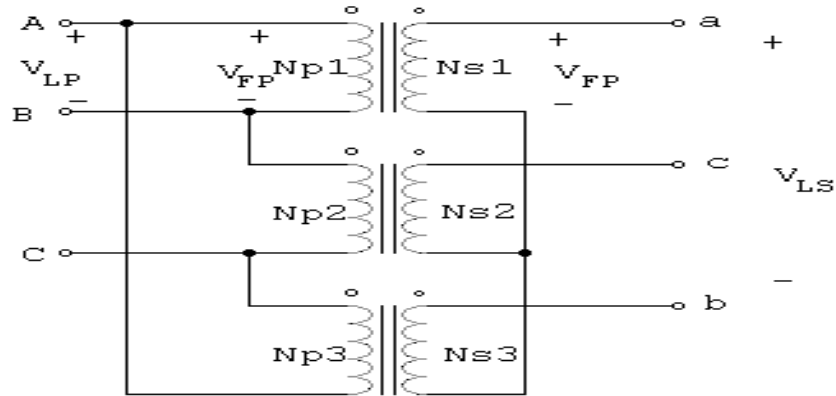


Figura 29. Diagrama de conexión Delta-Estrella³⁵

Los tipos de cargas ideales a conectar deben ser tensiones de carga trifásicas a 208V y cargas monofásicas a 120V.

2.7.6. CONEXIÓN ESTRELLA ABIERTA – DELTA ABIERTA ($Y' - \Delta'$)

Estos transformadores cuentan con 2 terminales, primario estrella, secundario delta, la conexión es ineficiente cuando predominan las cargas trifásicas. (Heriques, 1999).

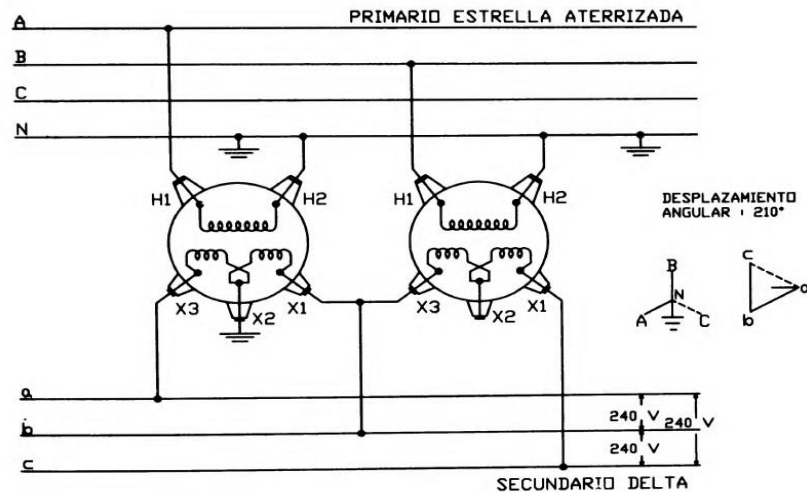


Figura 30. Esquema de conexión Estrella Abierta – Delta Abierta ($Y' - \Delta'$)³⁶

³⁵ Conexión de banco de transformadores-Fecha de consulta 20/11/2024, en línea: (Patricio Concha, 2015)

³⁶ Configuraciones de transformadores-Fecha de consulta 20/11/2024, en línea: (Transformadores y autotransformadores, 1999)

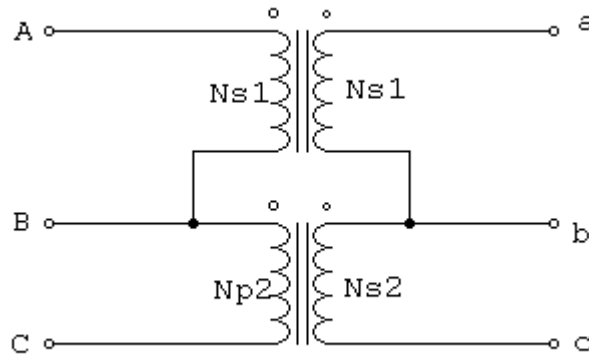


Figura 33. Diagrama de conexiones configuración Delta Abierta-Delta Abierta³⁹

Tipo de cargas a conectar: según el autor (Heriques, 1999) menciona que este tipo de conexión es para el servicio de grandes cargas monofásicas y pequeñas cargas trifásicas, generalmente se utilizan transformadores de diferente capacidad. Esta conexión por lo general es catalogada como de emergencia en caso de que alguna de las unidades salga de servicio por falla.

Se emplea cuando ocasionalmente es necesario suministrar una pequeña potencia trifásica a una carga principal monofásica. En tal caso se emplean esta conexión, en la cual el transformador T2 es mucho más grande que T1.

2.7.8. CONEXIÓN DELTA ABIERTA – ESTRELLA ABIERTA (Δ' – Y')

Descripción: banco de transformadores conformado por dos unidades en la cual, en el primario de esta, se alimenta con dos fases y en el lado secundario se obtiene un voltaje monofásico y trifásico.

³⁹ Conexión de banco de transformadores-Fecha de consulta 20/11/2024, en línea: ([Patricio Concha, 2015](#))

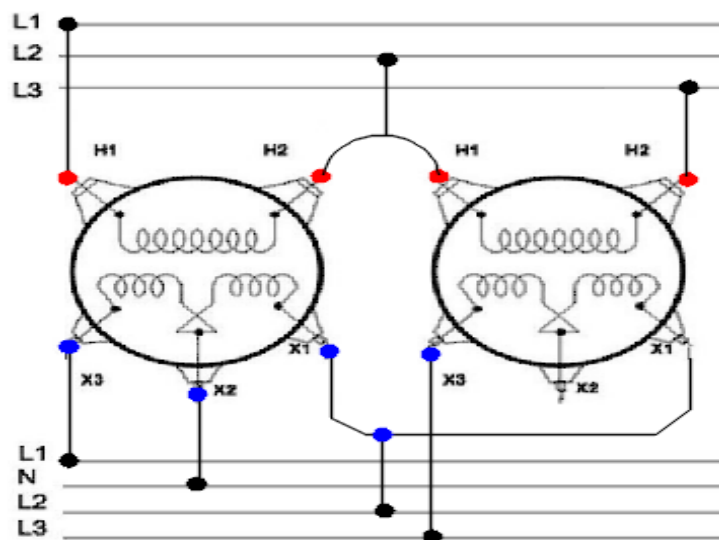


Figura 34. Conexión Delta Abierta – Estrella Abierta ($\Delta' - Y'$)⁴⁰

Tipo de cargas a conectar: cargas monofásicas en caso donde no haya una tercera fase o en caso de emergencia cuando una unidad falle.

2.7.9. CONEXIÓN ESTRELLA ABIERTA – ESTRELLA ABIERTA ($Y' - Y'$)

Descripción: Conexión conformada por dos transformadores, se alimenta con dos fases en el primario y en el lado secundario entrega servicio trifásico.

Tipo de cargas a conectar: cargas monofásicas y cargas donde se requiera servicio trifásico, pero en la alimentación solo existan dos fases.

⁴⁰Análisis y pruebas de rigidez dieléctrica para aceite de transformadores de distribución TESIS promoción 2021, UTLA -Fecha de consulta 20/11/2024: [biblioteca UTLA](#)

CAPÍTULO III: SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

En el presente contexto del capítulo se detallan los sistemas de aislamiento del transformador de distribución particularmente del papel (aislante sólido) y de la rigidez dieléctrica del aceite (aislante líquido) y como puede verse reducido este aislamiento por el factor de la humedad. Así también se explica las diferentes funciones del aceite además de actuar como aislante; Se hace mención de que puede haber envejecimiento en el aislamiento debido a diversos factores lo cual puede causar degradación y acortar la vida útil del transformador. Se describen los diferentes aceites utilizados, además de los materiales como el papel prensado.

3.1 EL ACEITE AISLANTE DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

El funcionamiento y la duración de una máquina eléctrica o un transformador de distribución en general, depende esencialmente de los aislantes.

Las cualidades fundamentales que debe poseer un aislante para desempeñar bien su servicio son:

- Elevada rigidez dieléctrica.
- Estabilidad dimensional.
- Mantener sus propiedades en tiempo.

Es importante mencionar que uno de los componentes más utilizado es el aceite dieléctrico, se utiliza en los transformadores de distribución debido a que exhibe propiedades dieléctricas características y esenciales para oponerse al paso de la corriente eléctrica. Los transformadores constan principalmente de dos tipos de materiales aislantes que son aceite y papel.

3.2. TIPO DE AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

Rigidez Dieléctrica:

A diferencia de los materiales ferromagnéticos que pueden ser sometidos a elevados valores de inducción sin que se alteren sus características estructurales, en un aislante inmerso en un campo eléctrico, más allá del cual se verifica el fenómeno de la descarga, con

pérdida permanente o temporales de las cualidades del aislante. (TESTING ELECTRICAL, 2012).

Si se supera este límite se verifica el fenómeno de la descarga, con pérdida permanente o temporaria tales como descargas parciales de las cualidades del aislante.

Se denomina rigidez dieléctrica de un determinado material, el gradiente eléctrico máximo que puede soportar, por lo que su valor se puede determinar experimentalmente mediante los procedimientos e indicaciones establecidos por normas.

Cada material tiene su propia rigidez dieléctrica, pero su valor depende de las dimensiones de los electrodos de ensayo, de las condiciones ambientales en las cuales se realiza la prueba, y de la duración de aplicación de la tensión. (TESTING ELECTRICAL, 2012).

Condiciones y rendimientos:

La humedad reduce fuertemente el valor de rigidez dieléctrica y los aislantes son tanto más eficaces cuanto menos higroscópicos⁴¹ son, la temperatura actúa de manera diversa según se trate de aislantes sólidos o líquidos.

En el caso de los aislantes sólidos la rigidez decrece con el aumento de la temperatura, en cambio para los líquidos ocurre generalmente lo contrario.

La duración de la prueba, a igualdad de otras condiciones, influye notablemente en la magnitud de la rigidez, disminuye para tiempos crecientes y alcanza valores elevadísimos para tiempos muy breves como las sobretensiones de impulso.

La frecuencia de la tensión aplicada afecta el valor de rigidez, y para una misma duración se tienen valores de rigidez más altos para frecuencias más bajas y viceversa.

La rigidez superficial depende del estado en que se encuentra la superficie del aislante, más que de su naturaleza, es decir, superficies lisas, pulidas y secas presentan valores de rigidez superiores.

⁴¹ Higroscópicos: es la capacidad de algunas sustancias o materiales de absorber [humedad](#) del medio circundante

Los materiales aislantes inmersos en aceite se comportan mejor que aquellos que se encuentran en aire.

El sistema de aislamiento en un transformador que se puede clasificar de la siguiente manera:

Mayor aislamiento:

- Entre el núcleo y el devanado de baja tensión (BT).
- Entre bobinados de BT y de alta tensión (AT).
- Entre la parte superior e inferior del devanado y el yugo.
- Entre HV y tanque.

Aislamiento menor:

- Entre conductores.
- Entre turnos.
- Entre capas.
- Entre laminaciones.
- Entre uniones y conexiones.

El material de aislamiento comúnmente utilizado entre el núcleo conectado a tierra y la bobina de baja tensión a tierra, y también entre las bobinas de alta tensión y baja tensión, es cartón prensado sólido impregnado de aceite. El aislamiento sólido, incluido el cartón prensado o el papel, puede tener un pequeño vacío de aire interno. Esto reduce la resistencia aislante del aislamiento sólido y reduce su capacidad de disipación de calor. Cuando se utiliza aceite de transformador para impregnar el aislamiento sólido, los huecos se llenan de aceite, lo que mejora tanto la resistencia del aislamiento como la capacidad de disipación de calor del aislamiento sólido. En transformadores más grandes, la cinta de papel a base de celulosa generalmente se envuelve sobre conductores individuales. El aislamiento capa a capa o disco a disco se proporciona principalmente con papel Kraft impregnado de aceite o incluso cartón prensado grueso o cartón transformador en el caso de transformadores de mayor potencia. (DINAMIK.MX, 2021)

Aislamiento líquido – Aceite:

El aceite es una parte igualmente importante de los aislamientos generales de un transformador. El aceite, como el papel y el cartón prensado, es un producto de la naturaleza que contiene una variedad de impurezas de naturaleza y cantidad especulativas.

Funciones del aceite – Aislamientos eléctricos:

La función principal del aceite aislante en un transformador es proporcionar aislamiento eléctrico entre las diversas partes energizadas; también actúa como una capa protectora para evitar la oxidación de las superficies metálicas.

Disipación de calor:

Es una función muy importante del aceite lo cual mejora la disipación de calor. Los núcleos y devanados de los transformadores se calientan durante el funcionamiento debido a diversas pérdidas de potencia. El aceite quita calor del núcleo y los devanados mediante el proceso de conducción y lo transporta al tanque circundante, que luego se irradia a la atmósfera. Para que el aceite mineral pueda disipar el calor de manera efectiva, es necesario mantener ciertas especificaciones, que incluyen viscosidad, punto de fluidez y punto de inflamación.

Fines diagnósticos:

La tercera función es muy útil del aceite aislante en un transformador consiste en actuar como indicador de salud del dispositivo. Tanto las condiciones químicas como eléctricas del transformador se pueden monitorear examinando el aceite periódicamente. Las muestras de aceite se recolectan de los puntos de muestreo designados del tanque y se llevan a los laboratorios para realizar varias pruebas.

Cuando se desarrolla una falla dentro del transformador, la energía se disipa a través del aceite, lo que provoca la degradación química del líquido. El análisis de muestras de aceite para detectar productos de degradación puede proporcionar información útil sobre la naturaleza y la gravedad de las posibles fallas dentro de un transformador.

Papel aislante Kraft usado en transformadores de distribución:

La prensa de papel Kraft aislante se fabrica con pulpa de madera 100% de acuerdo con las normas internacionales es importancia mencionar las ventajas que posee las cuales son:

- La pulpa está altamente refinada y limpia para ayudar a garantizar la máxima pureza química y resistencia física.
- No se utilizan aditivos químicos, tamaños ni rellenos en el papel, lo que le permite cumplir con los usos eléctricos más exigentes en devanados de conductores, motores, engranajes de interruptor y transformadores llenos de aceite.
- No contiene elementos metálicos, arena o sustancias ácidas conductoras, por lo que garantiza una alta resistencia a la tracción, al plegado y al desgarró, así como un alta constante dieléctrica. Tiene una buena estabilidad para soportar el tratamiento de líquido aislante. (DINAMIK.MX, 2021)

Las aplicaciones más comunes utilizadas con este material podemos describirlas en el siguiente apartado como complemento principal:

El aislamiento con revestimiento de Papel Kraft se utiliza principalmente como papel aislante de capas para bobinados LV⁴² y HV⁴³ de transformadores de distribución sumergidos en aceite, o se utiliza en bobinados de conductores, motores y engranajes de interruptor. Un tipo de material de aislamiento de papel de aceite, es ampliamente utilizado en transformadores. El aislamiento del transformador de papel Kraft tiene una resistencia mecánica y dieléctrica superior. Como todos sabemos, cuanto mayor sea la resistencia dieléctrica, mejores serán las propiedades aislantes, en la figura 35 se muestra la textura del papel aislante. (DINAMIK.MX, 2021)

⁴² Baja tensión -low voltage

⁴³ Alta tensión -High voltage



Figura 35. Papel aislante kraft⁴⁴

Hecho de fibras de primera clase, este aislamiento de papel kraft tiene propiedades únicas y excelentes. Estos papeles Kraft pueden maximizar la vida útil y la estabilidad de funcionamiento del transformador porque pueden soportar la temperatura del transformador durante el funcionamiento y mantener un rendimiento superior durante mucho tiempo.

El Papel aislante tipo cartón Pressboard usado en transformadores de distribución, es un cartón de alta calidad constituido por celulosa y además un cierto contenido de trapos de algodón, se trata de un material muy absorbente y de buena resistencia mecánica y al plegado, Su rigidez dieléctrica una vez seco e impregnado en aceite, es de 20 a 30 kV/mm además se puede obtener en espesores normales como son de 0.4 a 5mm.

Se utiliza en transformadores de pequeña potencia y mediana potencia (rurales y de distribución) para la fabricación de tubos soporte de bobinados, tubos separadores y espesores aislantes. (DINAMIK.MX, 2021)

⁴⁴ Papel Kraft material aislante utilizado en transformadores de distribución -Fecha de consulta 16/11/2024, en línea: <https://images.app.goo.gl/2SspVvyLgTWGnasq7>



Figura 36. Papel aislante pressboard⁴⁵

Composición del papel aislante:

El papel aislante es material formado por fibras, estas fibras pueden ser de origen natural (celulosa) o de origen sintético (nylon,). En la gran mayoría se componen de celulosa, que su producción se desarrolla a base de algodón y madera.

El papel además de celulosa contiene ligninas y hemicelulosas. Las ligninas son polímeros aromáticos complejos. Las hemicelulosas no son, a pesar de su nombre, derivados de las celulosas, sino que están constituidas de un gran número de polisacáridos⁴⁶ unidos a las fibras a través de enlaces de hidrógeno.

Características del papel aislante:

El papel aislante para transformadores tiene una alta rigidez dieléctrica, es también higroscópico⁴⁷ es decir tiende a absorber el agua que lo rodea y por tal motivo en el papel se encuentra el 90% del agua contenida en el transformador, esta agua hace que reduzca drásticamente la rigidez dieléctrica y la resistencia mecánica del papel.

La celulosa es utilizada en procesos industriales como absorbente de alta densidad para eliminar lodos y otras sustancias insolubles, por esta razón los contaminantes presentes en el transformador se adhieren a la celulosa, dificultando el proceso de extracción del calor y en caso extremo quemándola.

Envejecimiento del aislamiento:

⁴⁵ Papel Pressboard material aislante utilizado en transformadores de distribución-Fecha de consulta 16/11/2024, en línea: <https://images.app.goo.gl/2SspVvyLgTWGnasq7>

⁴⁶ Polisacáridos: Son biomoléculas formadas por la unión de una gran cantidad de monosacáridos. Se encuentran entre los glúcidos, y cumplen funciones diversas, sobre todo de reservas energéticas y estructurales.

⁴⁷ higroscópico: Es la capacidad de algunas sustancias o materiales de absorber humedad del medio circundante.

El sistema de aislamiento de un transformador sufre envejecimiento debido a las condiciones de funcionamiento del transformador. Las tensiones térmicas, eléctricas y químicas actúan sobre el sistema de aislamiento durante el funcionamiento del equipo para provocar un cambio irreversible en las propiedades del sistema de aislamiento. Tales tensiones de envejecimiento pueden causar una degradación intrínseca o extrínseca de los materiales de aislamiento. En la mayoría de los sistemas de aislamiento, predomina el envejecimiento extrínseco debido a la presencia de imperfecciones y contaminantes. (DINAMIK.MX, 2021).

El aislamiento sólido y el aceite mineral forman un sistema de aislamiento inseparable en un transformador. El aislamiento a base de celulosa y el aceite mineral que se utilizan en los transformadores se degradan con el tiempo. El grado de envejecimiento del aislamiento depende de las tensiones térmicas, eléctricas, químicas y mecánicas dentro del transformador. La temperatura del aislamiento de aceite-celulosa juega un papel importante al influir en las propiedades mecánicas, químicas y eléctricas del material. La temperatura del aislamiento depende del patrón de carga del transformador y de las condiciones ambientales de funcionamiento. (DINAMIK.MX, 2021)

Aparte del envejecimiento normal, las tensiones operativas suelen estar dominadas por rayos y cortocircuitos. Los devanados de un nuevo transformador están bien sujetos, por lo que tienen suficiente resistencia mecánica. Pero a medida que envejece el aislamiento, el papel se contrae, lo que resulta en una reducción de la presión de sujeción; por tanto, se obstaculiza la estabilidad mecánica del devanado.

A altas temperaturas de funcionamiento, el oxígeno disuelto en el aceite también acelera la velocidad de degradación del aislamiento sólido y del aceite, particularmente en presencia de agua. Los productos de oxidación del aceite son alcoholes, ácidos orgánicos, aldehídos, cetonas, ésteres saturados⁴⁸, lactonas⁴⁹, peróxidos⁵⁰, productos inestables,

⁴⁸ Ésteres saturados: son [compuestos orgánicos](#) derivados de [petróleo](#) o [inorgánicos](#) oxigenados en los cuales uno o más [grupos hidroxilos](#).

⁴⁹ Lactonas: son compuestos químicos de naturaleza terpenoide caracterizados principalmente por estructuras

⁵⁰ Peróxidos: son sustancias que presentan un enlace [oxígeno](#)-oxígeno y que contienen el oxígeno en estado de oxidación

hidrocarburos polimerizados⁵¹, lodos, monóxido de carbono⁵², dióxido de carbono y agua. Como consecuencia de la oxidación del aceite en presencia de cobre, hierro y agua, la cantidad de oxígeno disuelto (proveniente de los peróxidos disueltos y otros productos) aumenta durante la vida útil de un transformador. (DINAMIK.MX, 2021)

El tercer factor que afecta la degradación del aislamiento del transformador es el contenido de agua del aislamiento sólido y el aceite. La tasa de degradación térmica del papel suele ser directamente proporcional a su contenido de agua. En el momento de la fabricación de un transformador, el aislamiento sólido se seca primero a un nivel de humedad en el rango de 0.3 -1.0% y luego se impregna y finalmente se sumerge en aceite desgasificado y seco. El límite superior generalmente recomendado para el nivel de humedad en el aislamiento de unidades nuevas es de aproximadamente 0,5%. Sin embargo, el contenido de agua de los aislamientos sólidos y del aceite aumenta durante la vida útil del transformador. (DINAMIK.MX, 2021).

Factores que Contribuyen al Envejecimiento:

El envejecimiento del aislamiento del transformador puede ocurrir debido a una combinación de varios factores que incluyen mecanismos de envejecimiento eléctricos, térmicos, químicos, mecánicos y ambientales. Estos factores de envejecimiento pueden actuar de forma independiente o puede haber interacciones directas entre las tensiones. El envejecimiento de un sistema de aislamiento práctico puede ser complejo y la falla suele ser causada por una combinación de mecanismos de envejecimiento, aunque puede haber solo un factor de envejecimiento dominante. Para considerar el aislamiento del transformador, los siguientes factores son importantes (DINAMIK.MX, 2021).

Envejecimiento térmico:

El mecanismo más dominante responsable del envejecimiento del aislamiento de los transformadores es el envejecimiento térmico, que implica cambios químicos y físicos en el aislamiento. Dicho envejecimiento se produce como consecuencia de reacciones de degradación química, polimerización, despolimerización, difusiones, etc. Los efectos

⁵¹ Hidrocarburos polimerizados: son compuestos orgánicos conformados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno firmemente embalados

⁵² Monóxido de carbono: también denominado óxido de carbono (II), gas y anhídrido carbonosos

termomecánicos provocados por fuerzas debidas a la expansión o contracción térmica son también un factor importante responsable de la degradación del aislamiento. Ambos efectos del cambio químico y la tensión termomecánica están muy influenciados por la temperatura de funcionamiento. (DINAMIK.MX, 2021)

Envejecimiento Eléctrico:

El envejecimiento eléctrico, ya sea bajo tensión o impulso de Corriente Alterna CA de funcionamiento, también conduce a la degradación del aislamiento durante años de funcionamiento. Estos factores involucran la influencia de descargas parciales en el dieléctrico líquido o gaseoso adyacente a la fuente de descarga, o los efectos del rastreo y la formación de árboles en el aislamiento sólido y líquido bajo altos esfuerzos eléctricos. Además, las altas pérdidas eléctricas y los efectos de las cargas espaciales también contribuyen a la degradación del aislamiento. También tiene lugar una combinación de efectos de degradación eléctrica y química en forma de electrólisis del aislamiento líquido, especialmente cuando está contaminado con impurezas polares. (DINAMIK.MX, 2021)

Envejecimiento ambiental:

Además de los procesos de degradación química y térmica destacados anteriormente, otros factores ambientales externos incluyen las influencias del polvo y otra contaminación en el comportamiento eléctrico del equipo.

3.3. USO DEL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES.

El aceite dieléctrico es no corrosivo a las partes metálicas del transformador y baja solubilidad frente a las pinturas y barnices en el interior del transformador.

El aceite dieléctrico es un líquido viscoso de color amarillo claro e inodoro, y es un elemento esencial en el funcionamiento del transformador, ya que posee unas excelentes características físicas, químicas y eléctricas para ser utilizado con fines aislantes y refrigerantes. (Motorex, 2024)

Las funciones que cumple dentro del transformador son las siguientes:

- Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador.
- Proveer de refrigeración eficiente al transformador.

- Proteger los aislantes sólidos para que no absorban humedad del ambiente.
- Proteger al conjunto nucleó-bobina del ataque químico.

Los transformadores eléctricos son dispositivos fundamentales en la distribución de energía eléctrica, permitiendo la conversión eficiente de voltajes para su transporte y uso final. Entre los componentes esenciales de estos equipos, el aceite dieléctrico juega un papel crucial. A continuación, se explica diez razones por las cuales su uso es indispensable en transformadores eléctricos. (Motorex, 2024)

1. Aislamiento Eléctrico: el aceite dieléctrico proporciona un aislamiento efectivo entre los distintos componentes del transformador, como los devanados primario y secundario, y entre las distintas capas de los devanados. Esto previene cortocircuitos y asegura un funcionamiento seguro del transformador.
2. Disipación de Calor: este también actúa como medio de enfriamiento, permitiendo que el calor generado por la corriente eléctrica se disipe de manera eficiente. Esto es crucial para evitar el sobrecalentamiento del transformador y garantizar su rendimiento óptimo.
3. Resistencia a Altos Voltajes: el aceite dieléctrico es capaz de soportar altos voltajes sin conducir electricidad, lo que es fundamental en transformadores de potencia y de distribución, donde se manejan voltajes elevados.
4. Estabilidad Dieléctrica: la estabilidad dieléctrica del aceite asegura que mantenga sus propiedades aislantes incluso en condiciones extremas, como altas temperaturas o presiones, lo que garantiza la fiabilidad y durabilidad del transformador.
5. Reducción de Descargas Parciales: el aceite dieléctrico ayuda a minimizar las descargas parciales, que pueden dañar los componentes internos del transformador y disminuir su vida útil. Esto se logra gracias a su alta resistencia dieléctrica y su capacidad para mantener una rigurosa separación entre conductores.
6. Protección contra la humedad: con igual eficacia actúa como barrera contra la humedad, evitando la formación de condensación dentro del transformador. Esto es

esencial para prevenir la corrosión de los componentes internos y mantener la integridad estructural del equipo.

7. Mejora de la Eficiencia Energética: al proporcionar un aislamiento eficaz y ayudar a disipar el calor, el aceite dieléctrico contribuye a mejorar la eficiencia energética del transformador, reduciendo las pérdidas de energía durante la operación.
8. Facilita el Mantenimiento: el uso de aceite dieléctrico en transformadores facilita las labores de mantenimiento, ya que su inspección y análisis periódicos pueden ayudar a detectar posibles problemas, como la presencia de humedad o contaminantes, antes de que causen daños mayores.
9. Amplio Rango de Temperatura: el aceite dieléctrico exhibe un amplio rango de temperatura de operación, lo que lo hace adecuado para su uso en diversas condiciones climáticas y ambientales, desde entornos árticos hasta desérticos.
10. Cumplimiento de Normativas: el uso de aceite dieléctrico en transformadores eléctricos cumple con las normativas y estándares de seguridad establecidos por organismos reguladores, garantizando la protección de los operarios y del medio ambiente.

El aceite también se utiliza como un medio ideal para detectar defectos del transformador y del resto de componentes del sistema de aislamiento, ya que su naturaleza y su comportamiento facilitan, gracias a los análisis pertinentes, la obtención de una información muy completa. Además, es un fluido que posee una gran facilidad de regeneración. Visualizar figura 41. (Motorex, 2024)



Figura 37. Aceite para transformadores⁵³

3.4. CLASIFICACIÓN DEL ACEITE DIELECTRICO SEGÚN SU ORIGEN.

Los aceites son componentes clave para el funcionamiento de los transformadores de alta tensión en el sistema eléctrico, especialmente desde el punto de vista de la seguridad, donde el mantenimiento de los líquidos de estos equipos es fundamental para evitar posibles fallas que podrían hacer peligrar el suministro eléctrico.

De acuerdo con lo planteado por distintos especialistas, los líquidos aislantes eléctricos que se utilizan en los transformadores son de varios tipos, siendo los más usados los de origen mineral, aunque también se utilizan los componentes de origen vegetal, los cuales tienen un menor impacto ambiental en caso de derrames fuera de estos equipos. Estos aceites se clasifican en:

- Aceites sintéticos PCB's conocidos como askareles:

La mayoría de los PCBs se encuentran en forma de sólidos cristalinos incoloros, mientras que las mezclas de uso industrial suelen ser líquidos viscosos cuya viscosidad es generalmente proporcional al contenido de cloro presente. Los PCB se caracterizan por su baja solubilidad en agua y baja volatilidad. Son todos muy solubles en sustancias hidrófobas tales como aceites y grasas. (SEA MARCONI, 2017)

- Los PCB's se caracterizan por las siguientes propiedades:

⁵³Aceite Dieléctrico-Fecha de *consulta* 02/12/2024, en línea: <https://imagenes.app.goo.gl/TMDBXTMDWxbL>

estabilidad química y física, no inflamabilidad, compatibilidad con plásticos, resinas, adhesivos, lubricantes. (SEA MARCONI, 2017)

Se pueden aplicar fluido PCB en sistemas cerrados: líquidos aislantes para transformadores que fueron comúnmente utilizados para generación de electricidad y que ya se están retirando del sistema eléctrico para resguardar el medio ambiente y paralizar el impacto ambiental que estos aparatos provocan como nuclear, térmica, hidroeléctrica, geotérmica y otros fluidos aislantes para condensadores y balastros. (SEA MARCONI, 2017)

Se pueden aplicar en sistemas abiertos: en aceites lubricantes elásticos, papeles antiarrugas para pinturas y plásticos aislantes de construcción aditivos y antipolvo. (SEA MARCONI, 2017)

Aceites siliconados: son compuestos basados en silicona, una sustancia sintética compuesta por enlaces de silicio y oxígeno.

Se consideran aceites minerales clasificados los siguientes fluidos a continuación:

- **Parafínicos:** Son relativamente estables a temperaturas elevadas, contienen una gran proporción de parafina disuelta y, por consiguiente, tienden a solidificarse a temperaturas más altas que los aceites nafténicos. (IRTERLUB, 2019)
- **Nafténicos:** se caracterizan por tener generalmente tienen un alto índice de asfalto ya que se obtiene directamente de la refinación del petróleo crudo libre de parafinas. (CHEM FLUID, 2024)

3.5. TIPOS DE ACEITES DIELECTRICOS.

Los líquidos o fluidos aislantes que se pueden utilizar para transformadores se muestran en la figura 38 y van detallados en la tabla 8.

Tabla 8. Tipos de aceites aislantes⁵⁴

ACEITE MINERAL	Aceites minerales consisten en componentes de hidrocarburos, que generalmente provienen de fracciones residuales de aceite del nivel de viscosidad apropiado. En otras palabras, es un subproducto de la destilación del petróleo. (GloveCore, 2024).
ACEITE PARAFÍNICO	Técnicamente, el aceite parafínico es un aceite mineral refinado, pero en otra configuración. Este tipo de aceite tiene un nivel de oxidación más bajo. Pero es imposible eliminar los productos de este efecto nocivo. Se disuelven en parafina, por lo que estropean el contenido del líquido. (GloveCore, 2024).
ACEITE DE SILICONA	Es una sustancia producida químicamente que puede ser como relleno de transformador. El aceite de silicona consiste en polímeros líquidos de silicona. Son los análogos químicos de compuestos orgánicos similares. Los átomos de Si reemplazan a los átomos de carbohidratos, por lo que se forma la sustancia del aceite de silicona. (GloveCore, 2024).



Figura 38. Muestra de aceite aislante⁵⁵

⁵⁴Tipos de aceites aislantes-Fecha de consulta 05/12/2024, en línea: [Elaboración propia.](#)

⁵⁵Muestra de aceite-Fecha de consulta 05/12/2024, en línea: <https://globecore.com/wp-content/uploads/2018/12/Oldenburger-5.jpg>

3.6. UTILIDAD DE APLICACIÓN DEL ACEITE AISLANTE.

El aceite aislante en transformadores cumple varias funciones clave para asegurar un funcionamiento seguro y eficiente del equipo. Las principales utilidades del aceite aislante son:

1. **Aislamiento eléctrico:** el aceite aísla las partes conductoras del transformador, como los devanados y las partes metálicas. Esto previene los cortocircuitos y asegura que la electricidad fluya correctamente a través de las bobinas sin riesgo de fugas o fallos.
2. **Refrigeración:** el aceite en los transformadores también actúa como un medio para disipar el calor generado durante la operación. La electricidad que pasa a través de los devanados del transformador genera calor, y el aceite circula para absorberlo y disiparlo, manteniendo las temperaturas dentro de los límites seguros. Esto es crucial para evitar daños al transformador por sobrecalentamiento.
3. **Protección contra la oxidación y corrosión:** el aceite actúa como una barrera que previene la oxidación y corrosión de las partes metálicas del transformador, como el núcleo y los devanados. Esto extiende la vida útil del equipo.
4. **Prevención de arcos eléctricos:** en caso de un fallo eléctrico o cortocircuito, el aceite ayuda a extinguir los arcos eléctricos que podrían formarse, evitando así daños adicionales al equipo.
5. **Propiedades de detección de fallos:** el aceite aislante puede ser monitoreado para detectar posibles fallos dentro del transformador. Por ejemplo, los cambios en la conductividad o en la presencia de gases disueltos en el aceite pueden indicar problemas como sobrecalentamiento, descargas parciales o descomposición del material aislante.

En resumen, el aceite aislante es crucial para mantener la seguridad, la eficiencia y la longevidad de los transformadores, desempeñando un papel fundamental en el aislamiento eléctrico, la refrigeración y la protección general del equipo.

3.7. PROPIEDADES DE LOS ACEITES MINERALES SEGÚN ANSI/ASTM.

Los aceites minerales son un tipo de lubricante derivado del petróleo que se utilizan en diversas aplicaciones industriales, como lubricación de maquinaria, aislamiento eléctrico y en otros procesos. Según las normas ANSI⁵⁶/ASTM⁵⁷, los aceites minerales deben cumplir una serie de características y propiedades que garantizan su rendimiento y seguridad en su uso.

A continuación, se detallan algunas de las propiedades clave de los aceites minerales según los estándares ANSI/ASTM:

1. Viscosidad:

- La viscosidad es una de las propiedades más importantes de un aceite mineral, ya que determina su capacidad para fluir y lubricar.
- Los aceites minerales se clasifican según su viscosidad utilizando el sistema de clasificación de viscosidad ASTM, como la viscosidad cinemática en centistokes⁵⁸ (cSt) a temperaturas específicas (por ejemplo, 40°C y 100°C).
- Propiedad relevante: ASTM D445 (American Society for Testing and Materials, 2014). Medición de la viscosidad cinemática.

2. Índice de viscosidad (VI):

- El índice de viscosidad mide cómo varía la viscosidad de un aceite con la temperatura. Un alto índice de viscosidad indica que el aceite tiene menos variación de viscosidad con la temperatura, lo que es preferible en condiciones de operación que varían en temperatura.
- Propiedad relevante: ASTM D2270 (American Society for Testing and Materials, 2010). Práctica estándar para calcular el índice de viscosidad a partir de la viscosidad cinemática a 40 °C y 100 °C

⁵⁶ Son las siglas en inglés de American National Standards Institute que en español significa Instituto Nacional Estadounidense de Normalización.

⁵⁷ Son las siglas en inglés de American Society for Testing and Materials, que en español significa Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales

⁵⁸ Unidad de medida de la viscosidad cinemática, la cual es la medida más común en la mecánica.

3. Punto de fluidez:

- El punto de fluidez es la temperatura más baja a la que el aceite aún fluye. Un aceite con un punto de fluidez más bajo es más adecuado para entornos de baja temperatura.
- Propiedad relevante: ASTM D97 (American Society for Testing and Materials., 2017) Método de prueba estándar para el punto de fluidez de productos derivados del petróleo

4. Punto de inflamación:

- El punto de inflamación es la temperatura mínima a la que los vapores del aceite se encienden cuando se expone a una fuente de ignición. Este valor es crucial para la seguridad en su almacenamiento y manipulación.
- Propiedad relevante: ASTM D92 (American Society for Testing and Materials., 2012) Punto de inflamación de aceites minerales con o sin aditivos.

5. Estabilidad a la oxidación:

- La estabilidad a la oxidación mide la resistencia del aceite mineral a la descomposición por oxígeno. Aceites con baja estabilidad a la oxidación tienden a formar lodos y ácidos que afectan negativamente el funcionamiento del sistema.
- Propiedad relevante: ASTM D943 (American Society for Testing and Materials., 2020) Prueba de estabilidad a la oxidación.

6. Apariencia y color:

- El aceite mineral debe tener una apariencia limpia y sin contaminantes, y su color es un indicador de su pureza. Los aceites más claros tienden a ser más refinados.
- Propiedad relevante: ASTM D1500 (American Society for Testing and Materials., 2017) Medición del color del aceite.

7. Contenido de azufre:

- El contenido de azufre puede afectar la formación de depósitos y la corrosión en sistemas mecánicos. Los aceites minerales deben tener niveles controlados de azufre según las especificaciones del uso previsto.

- Propiedad relevante: ASTM D129 (American Society for Testing and Materials., 2018) Determinación del contenido de azufre.

8. Acidez total (TAN):

- La acidez total es la cantidad de ácido presente en el aceite, lo cual puede indicar su tendencia a descomponerse o a formar productos corrosivos.
- Propiedad relevante: ASTM D974 (American Society for Testing and Materials., 2022). Determinación de la acidez total.

9. Contenido de agua:

- El contenido de agua en los aceites minerales debe ser mínimo, ya que la presencia de agua puede inducir la formación de corrosión, oxidación y afectación del rendimiento del lubricante.
- Propiedad relevante: ASTM D95 (American Society for Testing and Materials., 2018). Determinación de agua por destilación.

10. Propiedades de fricción y desgaste:

- Los aceites minerales deben minimizar el desgaste y proporcionar una adecuada protección contra la fricción. Estas propiedades se prueban a través de métodos de desgaste y fricción, como la prueba de desgaste de la bola y el anillo.
- Propiedad relevante: ASTM D4172 (American Society for Testing and Materials., 2021). Método de prueba estándar para las características preventivas del desgaste del fluido lubricante (método de las cuatro bolas)

11. Tensión superficial:

- La tensión superficial del aceite puede afectar su capacidad para penetrar en superficies y crear una película lubricante eficaz.
- Propiedad relevante: ASTM D971 (American Society for Testing and Materials., 2021) Medición de la tensión superficial.

12. Prueba de espuma:

- Los aceites minerales no deben formar espuma excesiva durante el funcionamiento, ya que la espuma puede interferir con la lubricación y causar fallos en el sistema.
- Propiedad relevante: ASTM D892 (American Society for Testing and Materials., 2018). Prueba de formación y estabilidad de espuma.

Estas propiedades, entre otras, permiten clasificar y caracterizar los aceites minerales para distintos tipos de aplicaciones industriales y operativas, garantizando su efectividad y durabilidad en las condiciones específicas de uso. Las especificaciones exactas pueden variar dependiendo del tipo de aceite mineral (por ejemplo, aceites de motor, aceites hidráulicos, aceites de transformador, etc.).

3.8. FUNCIÓN DEL PAPEL AISLANTE Y CARACTERÍSTICAS SEGÚN EL ACEITE DIELECTRICO.

El papel aislante tiene un papel crucial en los sistemas eléctricos, especialmente en transformadores, condensadores y otros equipos que utilizan aceite dieléctrico como aislante. Su función y características dependen en gran medida de las propiedades del aceite dieléctrico con el que interactúa. A continuación, se detallan tanto las funciones del papel aislante como sus características en relación con el aceite dieléctrico:

3.8.1. FUNCIÓN DEL PAPEL AISLANTE.

Aislamiento eléctrico: El principal propósito del papel aislante es actuar como barrera entre conductores eléctricos para evitar el paso de corriente entre ellos. Esto es vital para garantizar que el equipo funcione correctamente sin cortocircuitos ni fallos eléctricos.

Soporte estructural: El papel aislante también proporciona un soporte físico a las capas de aceite dieléctrico en los transformadores y otros dispositivos, ayudando a organizar y mantener el aceite en su lugar para una distribución adecuada.

Mejorar la resistencia dieléctrica: El papel aislante contribuye a aumentar la resistencia dieléctrica del aceite, mejorando las capacidades de aislamiento global del equipo. Esto es especialmente relevante en aplicaciones de alto voltaje.

Prevención de la formación de burbujas: Al ser un material poroso, el papel aislante ayuda a mantener la estabilidad del aceite dieléctrico, previniendo la acumulación de burbujas de gas que podrían reducir la efectividad del aislamiento y provocar fallos.

Disipación térmica: El papel también ayuda en la disipación del calor generado por la corriente eléctrica, contribuyendo a la refrigeración del sistema y ayudando a prevenir el sobrecalentamiento de los componentes.

3.8.2. CARACTERÍSTICAS DEL PAPEL AISLANTE SEGÚN EL ACEITE DIELECTRICO.

Comúnmente el papel de aceite dieléctrico se identifica por sus texturas y sus altas capacidades de absorción y contribuye propiedades elementales para formar un transformador las cuales podemos mencionar a continuación.

Porosidad y absorción de aceite: el papel aislante es altamente poroso, lo que le permite absorber y retener una gran cantidad de aceite dieléctrico. Esto ayuda a mantener las propiedades aislantes del aceite y favorece la disipación del calor. La capacidad de absorción del aceite varía según el tipo de papel, lo que influye en la eficacia del aislamiento.

Resistencia dieléctrica: la resistencia dieléctrica del papel aislante debe ser alta para garantizar que no permita el paso de corriente eléctrica bajo condiciones de alto voltaje. Esta característica es complementada por el aceite dieléctrico, en conjunto con el papel, contribuye a una mayor resistencia al paso de electricidad.

Estabilidad térmica: tanto el papel aislante como el aceite dieléctrico deben ser capaces de soportar temperaturas elevadas. El papel debe ser resistente al envejecimiento térmico y químico, lo que permite que mantenga sus propiedades aislantes a lo largo del tiempo, incluso en entornos con temperaturas altas.

Propiedades mecánicas: el papel debe ser resistente a la tracción y al desgaste para soportar las tensiones mecánicas dentro de los transformadores y otros equipos eléctricos, especialmente cuando interactúa con el aceite, que puede crear movimientos de presión o deformación.

Compatibilidad con el aceite dieléctrico: El papel aislante debe ser compatible con el aceite dieléctrico en cuanto a la no degradación o disolución en el aceite. No debe reaccionar químicamente con el aceite, ya que esto afectaría las propiedades de aislamiento del sistema. Además, el papel debe ser resistente a la humedad, lo cual es crucial ya que la presencia de agua en el aceite dieléctrico puede disminuir las propiedades aislantes del sistema.

Baja conductividad: El papel aislante debe tener una conductividad eléctrica extremadamente baja, para evitar que actúe como conductor de electricidad. Junto con el aceite dieléctrico, esto asegura un alto nivel de aislamiento.

El papel aislante desempeña un papel vital en el rendimiento general de sistemas que utilizan aceite dieléctrico, proporcionando aislamiento eléctrico, apoyo estructural y facilitando la disipación del calor. Sus características como la porosidad, resistencia dieléctrica y compatibilidad con el aceite aseguran que el sistema funcione de manera segura y eficiente.

3.9. CONTAMINACIÓN DEL ACEITE DIELECTRICO.

La contaminación del aceite dieléctrico se refiere a la presencia de sustancias indeseadas que afectan la calidad y las propiedades del aceite utilizado en equipos eléctricos, especialmente en transformadores y otros dispositivos que requieren un aislamiento eléctrico. El aceite dieléctrico tiene como función principal aislar eléctricamente y disipar el calor en estos sistemas.

Causas comunes de la contaminación del aceite dieléctrico:

- Partículas sólidas: la presencia de partículas de polvo, metal, carbono o fibras puede comprometer el aislamiento y generar fallos en el equipo eléctrico. Estas partículas pueden provenir de la corrosión interna de componentes, desgaste de materiales o el ambiente circundante.
- Agua: la humedad es una de las principales fuentes de contaminación. El agua puede ingresar al aceite por filtraciones o por la descomposición del material del transformador. Incluso pequeñas cantidades de agua pueden afectar las propiedades dieléctricas del aceite, disminuyendo su capacidad de aislamiento eléctrico.

- **Gases:** la presencia de gases como el hidrógeno, dióxido de carbono o acetileno puede ser un indicativo de reacciones químicas dentro del transformador, como la descomposición del aceite debido a sobrecalentamientos o fallos en el aislamiento. Estos gases pueden ser peligrosos, ya que indican una posible falla interna.
- **Acidez:** los ácidos formados debido a la descomposición térmica del aceite o por la reacción con los materiales del transformador pueden reducir la eficiencia del aislamiento y acelerar el envejecimiento del aceite.

Efectos de la contaminación del aceite dieléctrico:

- **Reducción de la capacidad de aislamiento:** la contaminación puede hacer que el aceite pierda sus propiedades dieléctricas, lo que aumenta el riesgo de cortocircuitos o fallos eléctricos.
- **Sobrecalentamiento:** la presencia de contaminantes puede disminuir la capacidad del aceite para disipar el calor de manera eficiente, lo que puede llevar al sobrecalentamiento de los equipos.
- **Aceleración del envejecimiento:** la presencia de agua, gases o ácidos puede aumentar la tasa de descomposición del aceite y de los materiales dieléctricos, lo que reduce la vida útil del transformador.

Métodos de detección:

1. **Análisis de laboratorio:** se pueden realizar pruebas para detectar la presencia de agua, gases disueltos, acidez, y partículas sólidas.
2. **Análisis de gases disueltos (DGA):** permite monitorear los gases que se liberan por descomposición térmica, ayudando a identificar problemas dentro del transformador.
3. **Pruebas de rigidez dieléctrica:** mide la capacidad del aceite para resistir el paso de corriente eléctrica sin romperse. Una baja rigidez dieléctrica indica contaminación.

Métodos de tratamiento y control:

1. **Filtración:** Utilizar filtros para eliminar partículas sólidas del aceite.

2. **Deshidratación:** técnicas como la filtración con arcilla o el uso de secadores de vacío pueden ayudar a eliminar el agua disuelta en el aceite.
3. **Purificación química:** uso de aditivos para neutralizar ácidos o sustancias químicas contaminantes.
4. **Cambio de aceite:** en casos de alta contaminación o deterioro, puede ser necesario reemplazar el aceite dieléctrico por uno nuevo.

La correcta gestión de la calidad del aceite dieléctrico es fundamental para asegurar la fiabilidad y la longevidad de los equipos eléctricos, evitando fallos costosos y peligrosos.

3.10. IMPORTANCIA DEL AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES.

Aislamiento eléctrico es el recubrimiento utilizado para revestir un elemento de una instalación eléctrica con un material que no sea conductor de la electricidad y que impida el paso de la corriente al exterior. Cada conductor eléctrico utilizado en una instalación ya sea de un motor, generador, cable, interruptor, transformador está cubierto de algún tipo de aislamiento eléctrico.

Los agentes dieléctricos cumplen una función esencial dentro del sistema de seguridad eléctrico. La ausencia de estos materiales en determinadas instalaciones repercute en la actividad de distintas operaciones y puede generar grandes incendios, fallos severos con altos costos económicos. Por este motivo cuando se habla de aislantes eléctricos, también se habla de seguridad, pues son términos que van de la mano y representan la resistencia necesaria para el óptimo servicio de la energía. (SINELEC NORIA, 2023)

El buen estado del aislamiento del papel y del aceite forman un sistema inseparable para la buena operación del transformador, además un buen aislante de electricidad posee una resistencia teóricamente infinita y no se deteriora al aumentar el voltaje, y por ende la corriente, obteniéndose una resistencia alta, la cual debe mantenerse en el tiempo.

Mientras que el conductor es en sí mismo un buen conductor de la corriente eléctrica que alimenta a los equipos eléctricos, el aislamiento debe resistir la corriente y mantenerla en su camino a lo largo del conductor. Un buen aislamiento es el que no se deteriora al aumentar el voltaje, y por ende la corriente, obteniéndose una resistencia alta la cual se debe mantener en el equipo.

El aislamiento es considerado técnicamente, por los profesionales electricistas un factor importante a la hora de elegirlo para la construcción de un sistema eléctrico debido a que se puede dar mayor confiabilidad y seguridad.

Considerando que un aislante se degrada con el tiempo debido a las distintas fatigas a las que se encuentra sometido durante su vida normal de trabajo, este está diseñado para resistir un cierto período de tiempo. La fatiga anormal puede llevar a un incremento en este proceso natural de envejecimiento que puede acortar severamente la vida útil del aislamiento. Por esta razón es buena práctica realizar pruebas regularmente y detectar oportunamente si tiene lugar un incremento de dicho deterioro. Y en lo posible se trata de identificar si existen efectos reversibles o no en el aislamiento. (Jimenes Araya, 2016).

El diseño dieléctrico de cualquier transformador consiste en determinar las características y dimensiones de cada uno de los aislamientos utilizados, de tal manera que aseguren la operación dieléctrica confiable. En este tópico interesan los siguientes aspectos:

- Espesor de cartón de entre bobinas al núcleo
- Ancho de los separadores de bobina
- Espesor del espacio entre bobinas de alta y de baja tensión
- Espesor del aislamiento entre capas
- Espesor y distancia entre fases
- Espesor del aislamiento de bobina a núcleo

Las estructuras aislantes que se usan en los transformadores se usan por tener geometrías diversas y algunas veces irregulares. Por este motivo la predicción del comportamiento dieléctrico de los aislamientos resulta muy complicada.

3.11. FUNCIÓN DEL AISLAMIENTO.

Los materiales aislantes tienen la función de evitar el contacto entre las diferentes partes conductoras y proteger a las personas frente a las tensiones peligrosas.

Es de suma importancia el aislante eléctrico porque aparte que protege los alambres de las condiciones ambientales o los contactos con agentes agresivos que limitarían su vida útil, este evita la generación de cortocircuito, las corrientes de fuga y también protege a las

personas de una descarga eléctrica en caso de entrar en contacto con la estructura de la máquina. Un aislamiento adecuado no solo es necesario para aislar las bobinas una de otra, o del núcleo y el tanque, sino que también garantiza la seguridad del transformador contra sobretensiones accidentales.

La función principal del aceite aislante en un transformador es proporcionar aislamiento eléctrico entre las diversas partes energizadas; también actúa como una capa protectora para evitar la oxidación de las superficies metálicas.

El aislamiento sólido tiene una función mecánica al sostener los bobinados, y contribuye a mejorar el estado térmico del transformador al crear un conducto de refrigeración para el aceite.

El aceite debe presentar suficiente rigidez dieléctrica y suficiente enfriamiento, preservar el conjunto de núcleo y bobina llenando vacíos en los materiales aislantes, y minimizar el contacto del oxígeno con la celulosa y otros materiales que presentan riesgo de oxidación.

El aceite aislante en un transformador actúa como un indicador de la salud del dispositivo. Tanto las condiciones químicas como eléctricas del transformador se pueden monitorear examinando el aceite periódicamente. Las muestras de aceite se recolectan de los puntos de muestreo ubicados en la cuba, para ser llevados a laboratorio para realizar las pruebas de posibles gases disueltos.

En el evento de una falla interna en el transformador, la energía es disipada a través del aceite, lo que conlleva a la degradación del líquido. El análisis hecho a las muestras de aceite es para medir la degradación con lo que se puede obtener información útil sobre la naturaleza y gravedad de la falla.

3.12. MATERIALES UTILIZADOS EN EL AISLAMIENTO.

El aislamiento en la mayoría de los transformadores de potencia se compone tanto de aceite como de la celulosa (papel/cartón prensado). El aislamiento sólido se divide en estructuras de aislamiento principales y secundarias. Así también el sistema de aislamiento principal incluye barreras, separadores y pinzas, mientras que el secundario consiste en el aislamiento de los bobinados. (NTCRE 006/06, 2018).

El aislamiento celulósico para transformadores cumple tres funciones; en primer lugar, sirve de elemento dieléctrico, almacenando carga eléctrica cuando el transformador está energizado y aislando los componentes del transformador a diferentes bobinados.

El aislamiento funciona mejor cuando está limpio, seco, relativamente libre de vacíos y se utiliza dentro de un rango determinado de temperatura.

En los sistemas de aislamientos más importantes de un transformador de potencia encontramos dos aislantes que son:

- El aislante sólido (que comprende el 80%)
- El aislante líquido (comúnmente aceite dieléctrico líquido)

Con respecto al uso de los materiales aislantes, el aislamiento sólido se usa para darle orden al cobre o aluminio para que la energía sea transformada adecuadamente sin fallas, orientando los potenciales, además de darle el soporte mecánico para que el cobre esté organizado.

Por su parte el aislante líquido (aceite dieléctrico) además de usarse como un aislante secundario para darle una orientación a la energía con la que trabaja; también cumple la función de refrigerante disipando el calor generado, transportando desde el cobre a los sistemas de ventilación del transformador; actúa como protector de la humedad, trabajando como un sello que impide la penetración al papel.

Finalmente sirve como un excelente canal de diagnóstico en su momento de analizar resultados se procede investigar que le ha pasado al transformador, permitiéndonos saber que falla tuvo o que le ocurrió en el pasado según el rendimiento que ha mantenido de trabajo se obtendrán análisis eficientes que puedan concluir valores aceptables basándose en determinados resultados de pruebas periódicas en años anteriores por lo que es de suma importancia realizar un comparativo para validar el comportamiento de trabajo de la operación y desgaste con respecto al tiempo de trabajo y en servicio, en las tablas 9,10 y 11 describen y muestran visualmente los fluidos y elementos aislantes.

Tabla 9. Descripción de materiales utilizados en transformadores⁵⁹

Tipo	Descripción
Aislamientos delgados pretensados	Estos cartones son rieles rectangulares que sirven para separar las bobinas entre ellas, las bobinas con el núcleo y también como vías de enfriamiento.
Aislamientos gruesos	Materiales de una gran resistencia mecánica encargados de darle dimensiones y apriete a las bobinas, en caso de existir un algún esfuerzo mecánico, deben tener la capacidad de soportarlo.
Papel aislante	Brindan rigidez dieléctrica y mecánica a los conductores

Tabla 10. Algunos tipos de papel utilizados como aislante en transformadores⁶⁰

Nombre	Descripción
Papel Manila	Este aislante es fabricado a partir de fibras de cáñamo.
Papel Prespan	Su fabricación es similar a la del papel Kraft, ya que está hecho de pasta química de madera.
Papel Nomex	Material similar al nylon se utiliza mucho en motores que requieren soportar temperaturas de entre 200°C y 230°C. Pero también es muy usado en transformadores.
Papel Kraft	Papel fabricado con pasta química de madera, sus espesores rondan entre 0.005mm y 0.5mm. En el proceso de fabricación de este tipo de aislante de papel puede utilizarse cualquier tipo de maderas.

⁵⁹ Materiales utilizados en transformadores-Fecha de consulta 29/12/24: <https://www.cre.com.bo/wp-content/uploads/2020/03/06-INSUMOS-PARA-TRANSFORMADOR.pdf>

⁶⁰ Papeles aislantes de transformador-Fecha de consulta 29/12/24: [Ingeniería de Máquinas y Sistemas Eléctricos: El papel Kraft y su utilización en Transformadores de potencia](#)

Tabla 11. Muestra de elementos aislantes⁶¹

Papel aislante Prespan	Aislamientos gruesos y delgados	Toma de muestra de aceite mineral para análisis de gases disueltos en el transformador
		

Aislamiento líquido-Aceite

El aceite es una parte igualmente importante de los aislamientos generales de un transformador. El aceite como el papel/cartón prensado, es un producto de la naturaleza que contiene una gran variedad de impurezas de naturaleza y cantidad especulativas.

Disipación de calor

Otra función importante es mejorar la disipación de calor, el núcleo y los devanados del transformador se calientan durante el funcionamiento. El aceite ayuda a evacuar el calor del núcleo y los devanados mediante conducción y lo transporta a radiadores circundantes que luego se irradia a la atmosfera. Para que el aceite mineral pueda disipar el calor de manera efectiva, es necesario mantener ciertas especificaciones, que incluyen viscosidad, punto de fluidez y punto de inflamación.

Tipos de aceite

⁶¹ Muestra de elementos aislantes-Fecha de consulta 29/12/24: Elaboración propia “tabla”, imágenes tomadas: <https://seamarconi.com/es/criticidad/agua-en-el-transformador/introduccion-agua-en-el-transformador-papel-y-aceite>

Los líquidos aislantes que se pueden utilizar para transformadores son:

- Aceites minerales a base de petróleo
- Aceites vegetales

3.13. EFECTOS DE LA DEGRADACIÓN DEL AISLAMIENTO.

Los materiales de aislamiento eléctrico comienzan a envejecer tan pronto como se fabrican, y obviamente el desgaste deteriora su rendimiento. En este contexto, los entornos de difícil instalación, especialmente aquellos con temperaturas extremas y/o contaminación química, generan un mayor deterioro.

Como resultado, la seguridad del personal y la fiabilidad en la potencia pueden verse afectadas. Por tal razón es importante identificar este deterioro lo más rápido posible para que puedan tomarse las medidas de reparación necesarias.

El sistema de aislamiento de un transformador sufre envejecimiento debido a las condiciones de funcionamiento. Las tensiones térmicas, eléctricas y químicas actúan sobre el sistema de aislamiento durante la operación del equipo provocando daños irreversibles en las propiedades de los materiales aislantes. (Dinamik Electrica, 2021)

La intensidad de campo eléctrico en un material dieléctrico no puede aumentarse indefinidamente. Si se excede de un cierto valor, ocurre una descarga eléctrica y entonces se dice que rompió el arco. La máxima intensidad de campo que un dieléctrico puede sostener antes de la ruptura se conoce como rigidez dieléctrica. (KINENERGI, 2021)

La rigidez dieléctrica depende de varios factores:

Espesor del material. En general la rigidez dieléctrica aumenta cuando el espesor del material aumenta.

Homogeneidad del material. Las sustancias extrañas normalmente debilitan el material. En líquidos, por ejemplo, los gases disueltos en el aceite, la humedad y las partículas sólidas afectan la rigidez dieléctrica; mientras que en los materiales sólidos cualquier imperfección puede ocasionar una concentración de campo eléctrico y por lo tanto una descarga eléctrica interna y altamente peligrosa. (KINENERGI, 2021)

Cuando parte del aislamiento se expone a altas temperaturas, se produce una rotura en las cadenas de polímero. Si una molécula de oxígeno se adhiere al final de la cadena se produce un efecto de oxidación, cuya consecuencia es que el aislamiento tenga consistencia quebradiza.

La inclusión de oxígeno en las cadenas de polímero crea moléculas polares adicionales en el aislamiento, las cuáles al ser excitadas por el campo eléctrico alterno, producirán mayores pérdidas dieléctricas; lo mismo ocurre cuando los aislamientos se encuentran húmedos, porque las moléculas de agua son polares. De lo anterior se deduce que cuando las pérdidas dieléctricas aumentan a través del tiempo, ello puede significar un envejecimiento de los devanados o que éstos estén húmedos. (KINENERGI, 2021).

A parte del envejecimiento normal, las tensiones de operación suelen estar sometidas a rayos y cortocircuitos. Cuando un transformador está nuevo, este se encuentra lo suficiente sujeto, por lo que posee suficiente resistencia mecánica. Pero a medida que el material aislante envejece, éste se contrae y como resultado se tiene una reducción en la presión de sujeción; Por lo que se pierde estabilidad mecánica en los devanados.

El envejecimiento es causado por la alteración en los polímeros del papel, esto quiere decir que son las rupturas entre las cadenas de la celulosa. Por lo tanto, el grado de polimerización disminuye y de la misma manera la resistencia mecánica. Sin embargo, el envejecimiento del papel por oxidación ocurre debido a la presencia de oxígeno.

Podemos exponer el caso de la prueba de grado de polimerización del papel (DP): En un transformador de potencia, la degradación del papel aislante que se encuentra en la parte activa es progresiva, ya que los valores en el grado de polimerización van disminuyendo con el tiempo. A causa de eso se producen gases como monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) entre otros tipos de compuestos. (Pedro Santos , 2022).

Para poder detectar los cambios en las condiciones de la celulosa en el papel se realiza la prueba del grado de polimerización. Este método es considerado el más exacto en cuanto a aproximarse a los valores reales del papel aislante y por ende en la vida del transformador, ya que, dependiendo el estado del aislante, así será la longevidad de esta máquina. Para efectuar esta prueba es necesario extraer muestras de papel de las bobinas. En el cuadro se

presenta una escala de evaluación del índice de polimerización del papel según la clasificación del consejo internacional de grandes sistemas eléctricos. Visualizar Tabla 12 (Pedro Santos , 2022)

Tabla 12. Rangos de envejecimiento del papel según el grado de polimerización⁶²

Grado de polimerización	Estado del papel
Mayor de 1000	Prácticamente sin envejecer
999 a 601	Levemente envejecido
600 a 401	Envejecimiento medio
400 a 251	Acercándose a un envejecimiento crítico
250 a 151	Envejecimiento crítico
Menor de 150	Extremadamente envejecido

⁶² Rangos de envejecimiento de papel -Fecha de consulta 29/12/24: [Aislamiento de Transformador - Compressed | PDF | Aislador \(Electricidad\) | Transformador](#)

CAPÍTULO IV: USO DEL EQUIPO DE MEDICIÓN MEGÓHMETRO.

En el presente capítulo se procederá a la planificación del proyecto consistiendo en obtener los permisos vigentes para la visita, así también verificar el terreno de trabajo a nivel de piso y poste, la importancia evaluación de riesgos y peligros existentes en los puntos de trabajo, evaluación visual y física de transformadores monofásicos de distribución dentro del laboratorio de la Universidad Técnica Latinoamericana, además se presenta la metodología de instrumento de medición con el cual se realizan las pruebas de resistencia de aislamiento y posteriormente se muestra la ejecución pruebas eléctricas, lo que implicará la descripción detallada de los datos técnicos del instrumento, cálculos realizados en tiempos reales en los transformadores y especificaciones correspondientes y por último el dictamen de análisis de los resultados de los transformadores eléctricos probados en estudio.

4.1. PROCESO PRELIMINAR DE CONFIGURACIÓN DE CADA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Procedimiento y planificación de proyecto para el estudio y análisis de los resultados obtenidos se mostrarán en las siguientes fases.

- Fase 1. Programar y obtener permisos vigentes para ingreso con los encargados de las instalaciones del laboratorio de la Universidad Técnica Latinoamericana.

En esta etapa se realizan las visitas pertinentes para exponer la investigación del presente proyecto, con el objetivo de obtener el ingreso a los laboratorios de la Universidad para realizar la evaluación del terreno y visualizar condiciones de transformadores monofásicos para programar el día de la ejecución de las pruebas de aislamiento a los diferentes transformadores fuera de servicio.

- Fase 2. Evaluación de riesgos y requerimientos de equipo para ejecutar trabajos en altura o al mismo nivel de piso.

Con autorización previa por parte de la Universidad se realiza una serie de visitas con la finalidad de evaluar el terreno de trabajo, espacios confinados, fluides y movimiento de personas en el área, visualización de transformadores monofásicos instalados en piso y poste tomando los datos de placa y potencias relativas visualizadas de transformadores instalados

en la subestación en poste revisando y visualizando retornos existentes de plantas de emergencia y cortes completamente abiertos.

- Fase 3. Equipo requerido de protección personal (EPP) y equipo de protección colectivo (EPC).

En esta etapa se adquirieron todos los elementos de apoyo necesario tales como escalera, arnés con su cuerda de vida, cinturón con bandola, casco con barbiquejo, lentes oscuros, guantes de cuero y lona, botas con cubo, ropa de trabajo, lazos mensajeros, herramienta básica para liberar las configuraciones de los transformadores montados en poste y así realizar el cumplimiento de las actividades de trabajo según los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR..

- Fase 4. Ejecución de análisis seguro de trabajo (AST)

En esta fase se realizó una reunión previa para evaluar todos los riesgos y peligros existentes de alto potencial que pueden causar daños o lesiones con el objetivo de mantener bajo control todos los peligros existentes en el terreno identificando cada uno de ellos y minimizando la probabilidad de que ocurra un accidente, así también se retomaron dos puntos de trabajo sobre plafón del primer nivel del Laboratorios de la Universidad.

- Fase 5. Medición de pruebas eléctricas de las diferentes configuraciones del instrumento para las mediciones de resistencia de aislamiento megóhmetro.

En esta fase se ejecutaron las tres pruebas de aislación de resistencia de aislamiento tomando datos de placa y especificaciones de los transformadores de distribución las pruebas conocidas como prueba de resistencia de aislación de primario/secundario, prueba de resistencia de aislación primario/tierra y prueba de resistencia de aislamiento de secundario/tierra.

- Fase 6. Análisis de mediciones y valores obtenidos.

En esta etapa se procede a tabular las mediciones de resistencia de aislamiento obtenidos en cada transformador medido y se compararán los niveles mínimos de aceptación

parámetros que estén dentro de tolerancia y el correcto cumplimiento de las condiciones que estipula la normativa.

4.1.1. PLANIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DEL TERRENO PARA LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS ELÉCTRICAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

En el presente capítulo el día sábado 14 de septiembre del 2024, se planificó para ejecutar el trabajo de medición con el instrumento. Se evaluó las áreas físicas del sitio, espacios y condiciones para delimitar el área necesaria para movilizarse en el terreno al modificar configuraciones con los cables de poder del instrumento de medición en los transformadores monofásicos, los tipos de tareas o actividades que se desarrollan en cada uno de los espacios identificados como patio de transformadores monofásicos o Laboratorio de prácticas en bancos de transformadores cerca de los salones clase de la Universidad Técnica Latinoamericana, lo cual se identificaron en condiciones muy aceptables para no crear una condición insegura al momento de realizar las pruebas eléctricas, además se realiza la metodología de utilizar ambas opciones para las mediciones a diferente nivel de poste como al mismo nivel de piso luego se desarrolla la evaluación de la condición de los transformadores en poste, confirmando si estos están dentro de servicio de la Distribuidora eléctrica, visualizando si cuenta con un corte de líneas completamente en apertura o condición abierto, así también se realizó la validación de retornos existentes o planta de emergencia de respaldo confirmando y asegurando que se encuentre en cero tensión y fuera de servicio. Se realizó el estudio de las condiciones climáticas del antes durante y después del transcurso de la semana para no suspender el trabajo programado con el personal encargado de Laboratorio Ing. José Wilfredo Martínez López.

Durante el recorrido se tomaron fotografías de los transformadores monofásicos para visualizar la condición actual, lo cual estos transformadores que están a nivel de piso no tienen aceite dieléctrico interno por lo cual solo cuentan con sus partes como bushing del bobinado primario y bobinado secundario tanto interno como externo de tal manera que los transformadores que se encuentran montados en el poste con una configuración en delta estrella se encuentran en buenas condiciones y fuera de servicio para ejecutar diferentes pruebas de aceptación dentro de las instalaciones del laboratorio de la UTLA.

En la siguiente serie de fotografías se pueden visualizar las condiciones de los transformadores y diferentes tipos de fabricante así también el terreno evaluado para la ejecución de las pruebas eléctricas.

4.2. ANÁLISIS Y USO DEL INSTRUMENTO DE MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO MEGÓHMETRO AEMC 6505.

Después de haber leído los contextos anteriores se realizan los métodos de trabajo y análisis para la mejora de rendimientos de operación de las máquinas eléctricas tales como lo son los transformadores monofásicos de tal forma de identificar el diagnostico desarrollar el plan de mantenimiento de pruebas correctivas y proponer opciones de mejora para recuperar sus condiciones con el manejo y dominio del instrumento de medición megóhmetro AEMC 6505 con tecnología avanzada.

4.2.1 PLANIFICACION.

En el presente capitulo el día sabado 14 de septiembre del 2024, se planifico para ejecutar el trabajo de medición con el instrumento. Se evaluó las áreas físicas del sitio, espacios y condiciones para delimitar el área necesaria para movilizarse en el terreno al modificar configuraciones con los cables de poder en las máquinas eléctricas, los tipos de tareas o actividades que se desarrollan en cada uno de los espacios identificados como patio de transformadores monofásicos o laboratorio de prácticas en bancos de transformadores cerca de los salones clase de la Universidad Técnica Latinoamericana.

Se identificaron en condiciones muy aceptables para no crear una condición insegura al momento de realizar las pruebas eléctricas, además se tiene la metodología de utilizar ambas opciones para realizar mediciones tanto a nivel de poste como a nivel de piso luego se desarrolla la evaluación de la condición de los transformadores en poste, confirmando si estos están dentro de servicio de la Distribuidora eléctrica, visualizando si cuentan con un corte de líneas completamente en apertura o condición abierto, así también se realizó la validación de retornos existentes como planta de emergencia usada de respaldo confirmando y asegurando que se encuentre en cero tensión y fuera de servicio se realizó el estudio de las condiciones climáticas del antes durante y después del transcurso de la semana para no suspender el trabajo programado con el personal encargado de laboratorio Ing. José Wilfredo Martínez López.

Durante el recorrido se tomaron fotografías de los transformadores monofásicos para visualizar la condición actual, por lo cual estos transformadores que están a nivel de piso no tienen aceite dieléctrico interno por lo cual solo cuentan con sus partes de bobinado primario y bobinado secundario interno de tal manera que los transformadores que se encuentran montados en el poste con una configuración en delta estrella se encuentran en buenas condiciones y fuera de servicio para ejecutar diferentes pruebas de aceptación dentro de las instalaciones del laboratorio de la UTLA.

En la siguiente serie de fotografías se pueden visualizar las condiciones de los transformadores y diferentes tipos de fabricante así también el terreno evaluado para la ejecución de las pruebas eléctricas. Visualizar figura 39, 40 y 41.



Figura 39. Visualización de transformadores monofásicos a nivel de piso sin aceite⁶³.

⁶³ Fotografía tomada de transformadores monofásicos a nivel de piso el 14 de septiembre del 2024, hora 10:04 am, toma de los laboratorios de la Universidad.



Figura 40. Visualización de terreno para realizar pruebas eléctricas a los transformadores en poste.⁶⁴



Figura 41. Visualización de transformadores monofásicos instalados en poste.

Evaluación de riesgos y requerimientos de equipo para ejecutar trabajos en altura o al mismo nivel.

De acuerdo con los datos conformados y la información obtenida con las visitas realizadas se llegó a la finalidad de evaluar el terreno de trabajo, espacios reducidos para trabajar llamados confinados por lo que el laboratorio no cuenta con estas cualidades en el punto de trabajo a utilizar por lo cual se descarta, así también la fluides y movimiento de personas en los laboratorios de la universidad, por lo cual se toma de datos de placa y

⁶⁴ Fotografía tomada de transformadores monofásicos montados en estructuras el 14 de septiembre del 2024, hora 10:20 am, toma de los laboratorios de la Universidad.

potencias relativas visualizadas de transformadores al mismo nivel e instalados en poste metálico visualizando con personal de mantenimiento y coordinadores de algún existente retorno de plantas de emergencia y cortes completamente abiertos. Visualizar tabla 13 y 42

Tabla 13. Toma de datos de placa y capacidad de potencia de transformadores⁶⁵

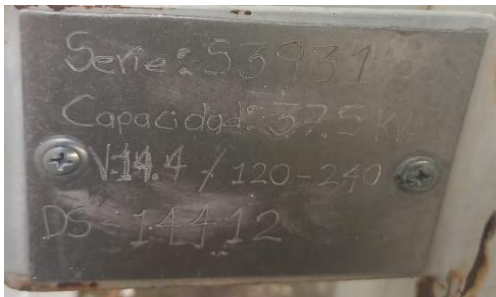
Transformador de 15kVA	Placa de datos
	

Figura 42. Visualización de estructura con SX100, cortacircuitos o fusibles en condición abiertos⁶⁶.



⁶⁵ Fotografía tomada de transformadores monofásicos a nivel de piso el 14 de septiembre del 2024, hora 10:40 am, toma de los laboratorios de la Universidad

⁶⁶ Fotografía tomada el 14 de septiembre del 2024, hora 10:40 am, toma de los laboratorios de la Universidad, visualización de estructura con SX100, cortacircuitos o fusibles en condición abiertos.

4.2.2 EQUIPO REQUERIDO DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP) Y EQUIPO DE PROTECCIÓN COLECTIVO

El sábado 19 de enero del 2025 todos los integrantes del grupo entablamos una reunión, con la finalidad de analizar y establecer las diferentes etapas para la ejecución de las pruebas eléctricas de resistencia de aislamiento y documentar de manera formal los valores y resultados obtenidos en los “TX” transformadores monofásicos medidos en los laboratorios de la Universidad, las cuales se detallarán a continuación las etapas del estudio del proyecto.

En la figura 43 se visualiza los elementos necesarios utilizados por los integrantes del proyecto para realizar las mediciones de resistencia de aislamiento con el instrumento de medición megóhmetro en los transformadores monofásicos.



Figura 43. Equipo de trabajo con el correcto uso de EPP.⁶⁷

⁶⁷ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 10:45 am, toma de los laboratorios de la Universidad

4.2.3 CONCEPTOS GENERALES.

Los EPP, son aquellos que utiliza un trabajador para su protección individual contra riesgos que puedan afectar su salud y seguridad; no son transferibles.

Los EPC, son equipo que se utilizan para proteger uno o un grupo de trabajadores, tales como conos de seguridad, cinta de seguridad, entre otros.

Los EPP son de uso directo sobre el cuerpo del trabajador; por sí solos no eliminan ni corrigen factores de riesgo; si no que son barreras colocadas frente a ellos; por lo tanto, su uso tiene como objetivo disminuir el impacto o magnitud de las lesiones en el trabajador, producto de un incidente o accidente.

La combinación de prácticas seguras de trabajo (condiciones y acciones seguras), cumplimiento de normas y el uso adecuado de los EPP, EPC y herramientas son los factores principales para evitar los incidentes. (2023, SIGSSOIT016-1 AES/ CAESS, 2023)

Nota 1: Los EPP y EPC dieléctrico no deben ser utilizados con otro fin más que para los que fueron diseñados.

Nota 2: Por ningún motivo se debe ejecutar un trabajo en caso de no tener el equipo o herramienta adecuada o necesaria para ejecutarlo u omitir pasos de un procedimiento seguro.

DESCRIPCION DEL EPP.

A continuación, se describe por medio de tablas la utilización del EPP ideal para la realización de la actividad a ejecutar.

Tabla 14. Utilidad del casco y barbiquejo⁶⁸.

	CASCO DE SEGURIDAD CON BARBIQUEJO	
DESCRIPCION:		
Es una coraza en forma de cúpula, tipo gorra, de polietileno, con alta resistencia dieléctrica, moldeado por inyección, provisto de un arnés suspensor y un barbiquejo.		
UTILIDAD:		
1. Protección limitada contra impactos y penetración de objetos en la cabeza del usuario. 2. Disminuir la magnitud del daño en caso de contactos eléctricos accidentales.		
AREAS DE USO:		
1. Operando grúas y montacargas. 2. En trabajos de poda, construcción y mantenimiento de líneas, en sótanos, Subestaciones; en construcciones de obras civiles. 3. Trabajando sobre o bajo postes, torres, estructuras, escaleras, canastas, elevadores, árboles. 4. En áreas donde el supervisor, contratista o propietario de la instalación lo requiera. 5. En cualquier tipo de actividad donde exista riesgo de caídas de objetos, materiales, etc. 6. En inspecciones de trabajo ya sea en el campo o en los talleres. 7. Mientras se transporte personal en la cama de los vehículos.		
MANTENIMIENTO:		
1. Deben mantenerse limpio; para ello, utilizar agua con jabón neutro o suave y secarlo con viento o paños suaves. 2. Nunca se debe utilizar materiales abrasivos, solventes o hidrocarburos para su limpieza, tales como thinner, gasolina y similares. 3. Debemos hacer lo posible por mantenerlo con brillo y protegerlo de rayones, golpes, etc. 4. La vida útil de un casco se puede prolongar; siempre y cuando se cuide. 5. Se deben guardar colgando, no en el piso. 6. Si un casco se ha sometido a alguna fuerza compresora o impacto fuerte; Debe ser sustituido y destruido para evitar posible utilización futura.		
ALMACENAMIENTO:		
1. Protegido de la luz directa del sol, lejos de toda fuente de calor, polvo y humedad.		
VIDA UTIL:		
1. El casco de seguridad debe ser descartado después de cualquier impacto o penetración severa. 2. La suspensión del casco de seguridad debe ser reemplazada después de doce (12) meses de uso y el casco de		

⁶⁸ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

seguridad completo después de cinco (5) años puesto en servicio.

NORMA: ANSI Z 89, Clase E&G (Característica de aislamiento por contacto accidental hasta 30KV)

Tabla 15. Contenido EPP y EPC⁶⁹

TABLA DE CONTENIDO		
#	EPP, EPC Y HERRAMIENTAS	
EPP		
1	Casco de Seguridad con Barbiquejo	
2	Botas de Seguridad	
3	Botas de Hule con Puntera de Acero	
4	Chaleco Reflectivo	
5	Lentes de Seguridad	
6	Protección Facial	
7	Guantes	
8	Protección Auditiva	
9	Protección Respiratoria	
10	Ropa de Trabajo	
11	Ropa Antiflama	
12	Cinturón de Seguridad	
13	Arnés	
14	Overol con capucha polirecubierto	
EPC		
1	Tarjetas o Rótulos de Señalización	
2	Puestas a Tierra	
3	Conos de Seguridad	
4	Cinta de Plástico de Señalización	
HERRAMIENTAS		
1	Pértigas	
2	Escalera	
3	Probador de Ausencia de Tensión	
4	Load Buster	

⁶⁹ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

Tabla 16.Descripción de la utilidad del calzado.

DESCRIPCIÓN:
Equipo de protección personal destinado para la protección de los pies del trabajador, con características antideslizantes y refuerzo en la puntera.
UTILIDAD
Proteger los pies (dedos, empeine, planta, tobillo) de fuerzas compresoras, punzones, etc.
AREAS DE USO:
Las botas se deben utilizar en todas aquellas actividades que impliquen: 1. Trabajos en redes eléctricas. 2. En actividades donde exista riesgo de torceduras o punzaduras. 3. En trabajos de poda, líneas aéreas, sótanos, subestaciones, construcciones de obras civiles. 4. Trabajando sobre o bajo postes, torres, estructuras, escaleras, en canastas y elevadores. 5. En áreas donde el supervisor, contratista o propietario de la instalación de terceros lo requiera. 1. En cualquier tipo de actividad donde exista riesgo de que caigan objetos, materiales, etc. 2. En inspecciones de trabajo ya sea en el campo o en los talleres.
MANTENIMIENTO:
1. Mantenerlas limpias, lustradas y secas para evitar formación de hongos. 2. La suela debe mantener las características de agarre al piso.
ALMACENAMIENTO:
1. No almacenarlas en condiciones de humedad
VIDA ÚTIL:
1. Relativa a la condición de desgaste.
NORMA:
1. Nuestras botas son construidas bajo norma ASTM F 2413-05.
ACCESORIOS:
No aplican
LAS BOTAS QUE USAMOS:
Botas con cubo, con protección de tobillo y suela antideslizante.

Tabla 17. Uso del chaleco reflectivo⁷⁰

EPP:	CHALECO REFLECTIVO	
DESCRIPCIÓN:		
Vestimenta de protección con características refractantes de la luz, por medio de franjas especialmente diseñadas, que permiten la visualización del trabajador desde una distancia determinada.		
UTILIDAD:		
1. Que el trabajador sea visto sobre la calle, a distancia, por conductores de cualquier tipo de vehículo.		
ÁREAS DE USO:		
1. Debe ser utilizado siempre que se esté trabajando a nivel de piso en calles de tráfico vehicular y cuando no se vista camisa anti-flama.		
2. En áreas donde el supervisor, contratista o propietario de la instalación de terceros lo requiera.		
3. En inspecciones de trabajo en la calle.		
4. No se debe utilizar en tareas aéreas de construcción o mantenimiento de líneas o cuando se esté arriba del árbol en actividades de poda.		
5. NO SE DEBE UTILIZAR EN ACTIVIDADES DONDE EXISTE RIESGO DE ARCO ELÉCTRICO, por Ejemplo.		
Trabajos frente a tableros, medidores, subestaciones, líneas secundarias y primarias energizadas.		
MANTENIMIENTO:		
1. Limpieza con agua y jabón.		
ALMACENAMIENTO:		
1. Protegido de la luz directa del sol, lejos de toda fuente de calor, polvo y humedad.		
VIDA ÚTIL:		
1. Relativo a la condición de desgaste.		
NORMA:		
No Aplica		
ACCESORIOS:		
No Aplica		
INSTRUCCIONES ESPECIALES:		
1. De un color que resalte en el ambiente, con franjas reflectabas		
2. Diferentes tallas para diferentes usuarios.		

⁷⁰ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

Tabla 18.Descriccion de la utilidad de los lentes de seguridad⁷¹

EPP:	LENTES DE SEGURIDAD	
DESCRIPCIÓN:		
Dispositivo de protección ocular, con características ergonómicas y aplicabilidad para la ejecución de trabajos de exposición a riesgo ocular en diferentes ambientes y grados de luminosidad.		
UTILIDAD:		
1. Proteger los ojos de rayos ultravioleta, partículas, salpicaduras, energía radiante y / o cualquier otro objeto o producto químico que pueda penetrarlos y, por consecuencia, dañarlos.		
ÁREAS DE USO:		
1. Apertura y cierre de dispositivos de corte con energía. Se utilizarán oscuros durante el día; color ámbar o claros (con filtro UV) durante la noche.		
2. Operaciones de, corte en madera, metal, cemento, plásticos, etc.		
3. Actividades de poda; los deben usar tanto los que están arriba como los que están bajo del árbol (riesgo penetración virutas, sabia, astillas).		
4. Actividades de contacto con derivados del petróleo y químicos.		
5. Transportación en vehículos descapotados, en camas de camiones o pick up.		
6. Actividades donde exista gas o aire comprimido.		
7. Donde se generen o existan rayos infrarrojos y/o ultravioletas.		
8. Actividades donde se manipulan cables, alambres o similares.		
9. Cuando se utilicen herramientas de motor o eléctricas.		
10. Cuando se desarrollen inspecciones de trabajo.		
11. Cuando el propietario de alguna instalación de terceros que visitamos lo estime conveniente.		
MANTENIMIENTO:		
1. Limpiarlas con agua y jabón neutro; secarlas con aire o paño suave.		
2. Guardarlas protegiéndolas de rayones o golpes.		
ALMACENAMIENTO:		
1. Procurar un dispositivo de protección para su almacenaje posterior a su uso diario (pañó, caja etc.)		
VIDA ÚTIL:		
1. Sustituirlas después de seis meses de uso en condiciones normales o cuando se desgaste debido a su uso.		
NORMA:		

⁷¹ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

1. Las gafas son construidas con materiales aislantes y con resistencia limitada a impactos.
 2. Las gafas de seguridad que utilizamos traen protección contra rayos UV e infrarrojos.
 3. Los lentes recetados no se deben utilizar como lentes de seguridad; a menos que el oculista apruebe accesorios que se les adapten para ese fin.
 4. Las gafas color gris son para uso diurno, no se utilizarán en ambientes oscuros.
- Las gafas transparentes pueden ser utilizadas de día, noche y en ambientes oscuros.

Tabla 19. Uso de protección facial⁷²

EPP:	PROTECCIÓN FACIAL (Pantallas)	
	DESCRIPCIÓN:	
	Equipo de protección personal destinado para la protección limitada del rostro del usuario contra impactos directos de partículas.	
	UTILIDAD:	
	1. Protección limitada al rostro del usuario contra impactos.	
	ÁREAS DE USO:	

⁷² Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

Donde exista riesgo de explosión o arcos eléctricos, específicamente cuando se trabaje frente a: 1. Tableros energizados, cambio de medidores con borneras energizadas. 2. Manipulación y pruebas en Test Block, fusibles encapsulados, cajas de expulsión y switch gears. 3. Operaciones de esmerilado de metales. 4. Apertura y cierre de dispositivos de corte con y sin energía. (En actividades nuestras, se puede prescindir del uso del protector facial, únicamente, en el momento que se esté colocando o retirando la porta fusible y/o power fuse en su base) 5. Cualquier actividad en la que se identifique riesgo de daños al rostro. NOTA: Los trabajos de soldadura requieren de protección facial especial para ese tipo de trabajos.
MANTENIMIENTO:
1. Limpieza con agua y jabón suave; secado con aire o paños suaves; nunca utilizar abrasivos, químicos o lija. 2. Guardarse en estuche protegiendo la pantalla de rayones o golpes.
ALMACENAMIENTO:
1. Procurar un dispositivo de protección para su almacenaje posterior a su uso diario (pañó, caja etc.)
VIDA ÚTIL:
1. Relativo a las condiciones de desgaste por uso.
NORMA:
ANSI Z87.1
ACCESORIOS:

5. Las gafas color ámbar son para uso nocturno.

1. Visera, para protección del rostro. 2. Pieza de polipropileno que sujeta la pantalla con el casco y permite un movimiento de arriba hacia abajo.
INSTRUCCIONES ESPECIALES:
1. Tomar en consideración que las pantallas que utilizamos actualmente no tienen protección de rayos UV o Infrarrojos; únicamente son para protección limitada de impactos; razón por la cual, hay algunos trabajos que requerirán el uso de gafas y pantalla. 2. El uso de lentes de contacto es prohibido aun cuando se usen gafas de seguridad y/o pantalla.

Tabla 20. Uso de guantes de cuero y lona⁷³

EPP:	GUANTES	
	DESCRIPCIÓN:	
	Elementos de protección para las manos, contra abrasiones, superficies ásperas, elementos cortantes, trabajos en líneas energizadas a contacto y a distancia, etc.	
UTILIDAD:		
1. Proteger las manos del usuario contra golpes, compresiones, excoiaciones, descargas eléctricas, heridas, etc.		
ÁREAS DE USO: Para cada tipo de trabajo se ocupan guantes diferentes, se detallan las condiciones de uso de cada uno de ellos: 1. El guante de lona cuero: Se debe utilizar en todas aquellas actividades que impliquen riesgo de sufrir compresiones, golpes, heridas, excoiaciones; manipulación y transporte de materiales, equipos y herramientas. Estos no tienen características dieléctricas; razón por la cual nunca deben utilizarse en trabajos con presencia de tensión. Los guantes lona/cuero, siempre deben estar secos y libre de sustancias abrasivas cuando se utilicen para manipular pértigas (Referente a cuando las pértigas se limpian, prueban o reparan). 2. El guante antisudoral: Es utilizado para absorber el sudor de las manos cuando se esté utilizando guante dieléctrico, ya sea en baja o media tensión; se deberá utilizar siempre que utilice guante dieléctrico. 3. El Protector de cuero: Para guante de goma; es para proteger los guantes dieléctricos, no debe ser utilizado por separado para otras operaciones o como sustituto del guante de lona cuero. 4. El Guante clase 0: Debe utilizarse en operaciones donde existan voltajes de hasta 1000 voltios. Siempre que se esté manipulando superficies energizadas conductores energizados, tableros de control, test block, borneras, (Etc.) hasta 1000 voltios. En todas aquellas áreas que trabajen con redes energizadas de baja tensión cuando se ejecutan pruebas de voltaje y corriente en baja tensión (Clip On).		

⁷³ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

5.El guante clase 3:

Se estandariza para trabajos en circuitos energizados con voltajes de línea de hasta 26.5 Kv.

En la operación de all duties y todo dispositivo de acción simultánea con dispositivo mecánico para operarse desde el suelo.

Como doble protección en el uso de pértigas, en condiciones climáticas húmedas o cuando éstas han sido expuestas a humedad; ya sea que se esté en escalera, canasta o piso.

Para manipulación en la instalación (parado) de postes entre líneas energizadas

Nota:

Para trabajos en líneas energizadas con voltaje de hasta 23 kV con el método de contacto directo, se deben utilizar las normas y procedimientos para ese fin.

Tabla 21. Uso de protección auditiva y obligaciones del trabajador.⁷⁴

EPP:	PROTECCIÓN AUDITIVA	
	DESCRIPCIÓN:	
	Dispositivos de protección ante ambientes de trabajo ruidosos; cuya finalidad es reducir el impacto sonoro a niveles de tolerancia aceptables por el trabajador.	
UTILIDAD:		
1. Proteger los oídos del usuario de ruidos excesivos, especialmente los que están arriba de 80dB, según la ley local.		
ÁREAS DE USO:		
1. En todas aquellas operaciones donde exista ruido de 80dB o más Ej. esmeriladoras, plantas generadoras, sierras de corte metálico, de concreto, algunas tareas de Poda donde se utilizan motosierras. 2. En los casos donde exista plantas generadoras deberán utilizarse protección auditiva tipo tapón o tipo orejera según se requiera. 3. Operaciones donde exista riesgo de explosión tal como cierre de fusibles u operaciones locales de interruptores; especialmente en espacios cerrados.		
MANTENIMIENTO:		

⁷⁴ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

1. Deben protegerse del polvo, y humedad e inspeccionar sus componentes a fin de detectar grietas u otras deformidades y daños que invaliden su funcionalidad.
ALMACENAMIENTO:
1. Protegido lejos de toda fuente de calor, polvo y humedad.

Tabla 22.Utilidad de ropa de trabajo⁷⁵

EPP:	ROPA DE TRABAJO	
DESCRIPCIÓN:		
Vestimenta de protección confeccionada para la protección del trabajador, minimizando el riesgo de abrasiones durante las actividades de trabajo.		
UTILIDAD:		
1. Proteger el cuerpo del usuario de los efectos de sus actividades diarias tal como la suciedad, rayones en diferentes partes del cuerpo, protección de los rayos solares, protección limitada en caso de exposición a arco eléctrico.		
ÁREAS DE USO:		
1. Todas las actividades asociadas a los trabajos de contacto con la red eléctrica, talleres, laboratorios, servicios generales, etc.		
MANTENIMIENTO:		
1. Mantenerlos limpios y secos.		
2. La ropa de trabajo siempre será provista por la empresa; el trabajador deberá utilizar la que le fue entregada más recientemente y en toda tarea relacionada a sus actividades.		

⁷⁵ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

ALMACENAMIENTO:
1. Guardar en un lugar apropiado.
VIDA ÚTIL:
1. Acorde a su buen uso y cuidado.
NORMA: No aplica.

INSTRUCCIONES ESPECIALES:
1. Protección de los emblemas; no regalarlos a personas ajenas a la empresa. (Imagen/seguridad)
TIPOS DE PROTECCIÓN QUE UTILIZAMOS.
Nos referiremos únicamente al de los Linieros y electricistas: 1. Pantalón de lona de 14 onzas con 100% concentración de algodón. 2. Camisa MacArthur dos cabos con 100% concentración de algodón. 3. Los uniformes deben ser de la talla del usuario a fin de que tenga facilidad para moverse y no tener riesgos de que se les enganche en algún punto de trabajo. 4. El algodón, ante situaciones extremas de temperatura no se adhiere a la piel.

Tabla 23. Utilidad de ropa anti-flama⁷⁶

EPP:	ROPA DE ANTIFLAMA	
DESCRIPCIÓN:		
Vestimenta de protección confeccionada para la protección del trabajador, minimizando el riesgo de abrasiones y quemaduras por arco eléctrico durante las actividades de trabajo; todo ello, debido a sus propiedades ignífugas.		
UTILIDAD:		
1. Proteger el cuerpo del usuario de los efectos de sus actividades diarias tal como la suciedad, rayones en diferentes partes del cuerpo, protección de los rayos solares, protección en caso de exposición a arco eléctrico y señalización vial a través de su diseño que incorpora material reflectivo.		
ÁREAS DE USO:		
1. Todas las actividades asociadas a los trabajos de contacto con la red eléctrica.		
MANTENIMIENTO:		
1. Mantenerlos limpios y secos. 2. La ropa de trabajo siempre será provista por la Empresa; el trabajador deberá utilizar la que le fue entregada más recientemente y en toda tarea relacionada a sus actividades de trabajos de contacto con la red eléctrica.		
ALMACENAMIENTO:		
A continuación, se detallan algunos aspectos a considerar para su almacenamiento: 1. La ropa no debe estar expuesta a la luz solar; ya que la exposición prolongada podría disminuir su resistencia. 2. La ropa no debe almacenarse cerca de las fuentes de contaminación.		
VIDA ÚTIL:		
1. Depende del ambiente de trabajo, de la frecuencia de uso y de su correcto mantenimiento y limpieza. 2. La ropa de protección soporta un promedio de 100 lavadas en condiciones normales.		

⁷⁶ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

EPP:	CINTURÓN DE SEGURIDAD	
DESCRIPCIÓN:		
Dispositivo de sujeción y posicionamiento para trabajos en altura		
UTILIDAD:		
1. Este es un elemento de sujeción, posicionamiento. 2. Protege al trabajador de una caída, aun cuando adopta posiciones especiales.		
ÁREAS DE USO:		
1. Para posicionarse en escaleras, postes, estructuras de subestaciones, torres del tendido eléctrico, antenas, tallo principal de árboles y otras actividades de altura que requieren un posicionamiento seguro. 2. Las normas recomiendan protegerse contra caídas a partir de una altura de 1.80 m.		
MANTENIMIENTO:		
Para el cinturón: 1. Mantenerlos limpios y secos. 2. El trabajador debe utilizar la talla adecuada de cinturón y deberá sentir la sensación de comodidad. 3. Deben transportarse o guardarse colgados, no en el piso. 4. Deben limpiarse y aplicársele pasta neutra siempre que sea necesario para la conservación del cuero. Para el correa, tiro o bandola 1. Revisar antes de su uso: los ganchos (mosquetones) que sujetan a los anillos tipo “D” del cinturón, verificando que los mismos trabajen de manera que los resortes no se duerman. 2. Revisar que la banda del centro (color naranja) no sea visible, ya que esto es indicación de reemplazo. 3. Revisar la hebilla y base metálica de la misma en el correa para detectar desgastes que puedan perjudicar su función. En general: 1. Detectar costuras rotas o sueltas, desgarres, estiramientos indebidos 2. Daños por calor o abrasivos 3. Daños en los mosquetones, hebillas, anillos. 4. Daños en el cuero. 5. El cinturón y accesorios no deben ser reparados en caso de encontrarle daños.		
ALMACENAMIENTO:		
1. Protegido de la luz directa del sol, lejos de toda fuente de calor, polvo y humedad.		

VIDA ÚTIL:
2. Relativo a desgaste por uso
NORMA:
ANSI A10.14 / REF. OSHA 29 CFR 1926.104 y la 1910.269., 1926.959; ASTM F887.
ACCESORIOS:

1. Los cinturones que utilizamos están diseñados para proteger la parte lumbar del usuario y están provistos de un tiro o correaje a utilizar para la sujeción a un punto fijo y fuerte. (OSHA 1910.268) 2. Su diseño incluye hebillas, mosquetones con seguro, anillos metálicos tipo D, remaches los cuales son resistentes a la corrosión; también llevan costuras con fibra sintética de alta resistencia.
INSTRUCCIONES ESPECIALES:
1. No utilizarlos en las canastas de los camiones; ahí se utiliza el arnés. 2. No hacerles modificaciones y/o reparaciones. 3. Utilizarlos a nivel de cadera; al posicionarse, evitar que la bandola quede retorcida. 4. Los mosquetones deben quedar con la bisagra hacia adentro. 5. En los anillos “D”, solo se debe colocar un mosquetón, ningún otro elemento adicional. 6. Al subir o bajar, los dos mosquetones deben quedar colocados en un solo anillo “D”, la bandola debe estar colgando. 7. Nunca se debe unir dos bandolas por sus mosquetones u otro medio. 8. Las tallas de los cinturones son diferentes a la talla de los pantalones; para calcular la talla de los cinturones apoyarse con Servicios Generales, SIMA.

Tabla 24.Utilidad del cinturón de seguridad⁷⁷

⁷⁷ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

Tabla 25. Utilidad de arnés⁷⁸

EPP:	ARNÉS	
DESCRIPCIÓN:		
Elemento anti-caídas componente de un sistema que evita el impacto de choque al producirse una caída, absorbiendo la energía generada. Existe una amplia variedad de tipos, los que conocemos son de uno, dos y tres puntos de sujeción. Su diseño incluye hebillas, mosquetones con seguro, anillos metálicos tipo “D”, remaches los cuales son resistentes a la corrosión; también llevan costuras con fibra sintética de alta resistencia.		
UTILIDAD:		
1. Este es un elemento de protección a caídas. Se asegura alrededor de una persona de manera que, si ésta fuese a caer, las fuerzas que detienen su caída se distribuyan por todo el cuerpo (por lo menos por los muslos, la pelvis, la cintura, el tórax y los hombros). 2. El correa se puede fijar también a otros componentes fijos de un sistema para controlar caídas.		
ÁREAS DE USO:		
1. De acuerdo con lo estipulado en el Procedimiento <i>SIGSSOPR006 Trabajo en Altura</i>		
MANTENIMIENTO:		
1. Deben ser sujetos a inspección frecuente. 2. Mantenerlos limpios y secos hasta donde se pueda. 3. El trabajador debe utilizar la talla adecuada del arnés. 4. Deben transportarse o guardarse colgados, nunca desprotegidos en el piso.		
Antes de cada uso, el trabajador debe inspeccionar lo siguiente:		
1. Detectar costuras rotas o sueltas, desgarres, estiramientos indebidos. 2. Daños por calor o abrasivos. 3. Daños en los mosquetones, hebillas, anillos. 4. El arnés y accesorios, NUNCA debe ser reparado en caso de encontrarle daños. 5. El desacelerador debe ser reemplazado en caso de que haya sido expuesto a una caída.		
ALMACENAMIENTO:		
1. Protegido de la luz directa del sol, lejos de toda fuente de calor, polvo y humedad.		
VIDA ÚTIL:		

⁷⁸ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

1. Relativo al desgaste por uso.
NORMA:
ANSI Z359.0 – 4 - 2007 – Protección Contra Caídas
ACCESORIOS:
No Aplica
INSTRUCCIONES ESPECIALES:
No Aplica

Tabla 26.Utilidad de escalera extendible⁷⁹

HERRAMIENTA:	ESCALERA	
DESCRIPCIÓN:		
Equipo de trabajo que permite el acceso para la realización de trabajos en diferentes alturas con características dieléctricas limitadas y componentes antideslizantes.		
UTILIDAD:		
1. Medio para alcanzar alturas requeridas para trabajos específicos.		
USOS:		

⁷⁹ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

1. Las escaleras siempre deben ser amarradas (habrá excepciones); y mientras se asciende por ellas, estas deberán ser sostenidas por otra persona; No deberán utilizarse sin las bases antideslizantes completas con su accesorio de hule. 2. En lugares donde no exista punto de amarre para las escaleras, deberán ser sostenidas todo el tiempo por otra persona desde la base de la misma mientras dure el trabajo (cornisas, paredes, etc.). 3. Su posición sobre el piso debe ser estable, el trabajador buscara medios seguros y estables para lograr este propósito (trozos de madera, ladrillos, etc. en terrenos rústicos o los que no son planos. 4. El trabajador se equipará antes de escalar y se desequipará después de bajar. Utilizará su cinturón de seguridad para posicionarse y asegurarse mientras utiliza sus manos para ejecutar el trabajo; no deberá subir con los zapatos enfangados o resbalosos. 5. El escalamiento en una escalera es por el centro de ella, de frente y con las dos manos libres y posicionadas en ella; el trabajador no escalará más arriba de los tres últimos peldaños y señalizará el área de trabajo. 6. Toda herramienta o material que el trabajador necesita deberá ser elevada por medio de un mensajero. 7. Las escaleras no deben utilizarse como andamios; ni colocarse frente a puertas que se abren hacia ellas, a menos que esta esté abierta. No deben dejarse mucho tiempo colocado cuando el trabajador desarrolla otras actividades. 8. Mantener la relación angular de 4 a 1 (largo de la escalera vs. separación de la pared)
MANTENIMIENTO:
1. Deben transportarse firmemente amarradas, con cuerdas, a ambos extremos en los vehículos; no utilizar alambres para este fin. 2. Deben ser sujetas a inspección frecuente para detectar daños en la pintura protectora, fracturas en los largueros, peldaños en mal estado, daños en las bases y su antideslizante de hule u otro accesorio de la misma. 3. Un larguero fracturado no debe ser reparado. 4. Su manejo debe ser siempre buscando no golpearlas en el suelo o contra otros objetos. 5. Cuando no se emplean por largos períodos, deben guardarse protegiéndolas del sol y la lluvia; no deben dejarse tiradas sobre el suelo.
ALMACENAMIENTO:
Colgadas y protegidas

Tabla 27.Utilidad de laso mensajero⁸⁰

OTROS:	MENSAJERO	
DESCRIPCIÓN:		
Material de trabajo que permite el acceso de material, herramientas y en circunstancias especiales puede ser utilizado como accesorio de rescate de víctimas.		
UTILIDAD:		
1. Facilitar el trabajo del liniero en una estructura; protegiendo la cintura del Liniero de movimientos que puedan afectar su salud.		
USOS:		
1. Para facilitar el rescate del Liniero en caso de algún accidente. 2. Para subir o bajar materiales, equipos o herramientas livianas. 3. El Liniero debe llevar su mensajero al momento de escalar un poste o estructura utilizando escalera u otros medios. 4. El liniero, después de sujetarse seguramente en el punto de trabajo, debe colocar adecuadamente el mensajero, antes de iniciar sus tareas. 5. El mensajero NO debe utilizarse para subir o bajar cargas pesadas.		
MANTENIMIENTO:		
1. El mensajero no debe utilizarse con las fibras dañadas. 2. La polea debe girar libremente y observarse frecuentemente a fin de detectar fisuras o cualquier daño en su estructura. 3. Deben almacenarse y transportarse colgados; no en el suelo.		
ALMACENAMIENTO:		
Colgada y Protegida		
VIDA UTIL:		
Relativo al desgastes y uso.		
NORMA:		
No Aplica		

⁸⁰ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

ACCESORIOS:	
1.	Una polea especial, con bisagra para colocar el lazo.
2.	Un gancho para colocarla en un estrobo u otro punto fijo.
3.	Un estrobo con un diámetro de cuerda más grueso que el del Mensajero.
INSTRUCCIONES ESPECIALES:	
1.	Están hechos de fibras naturales o sintéticas como nylon, polipropileno u otras de contextura fuerte.
2.	Normalmente, la cuerda, tiene un diámetro de ½ pulgada; su longitud debe ser dos veces el tamaño del poste o de la estructura y debe tener una capacidad de soportar dos veces el peso del Liniero.



Figura 44. Equipo de protección personal en caliente.

1. Mangas de cuero	2. Protección respiratoria	3. Botas de seguridad
4. Careta para soldar	5. Delantal de cuero	6. Guantes de cuero para soldar
7. Polainas de cuero	8. Lentes de seguridad	9. Camisa manga larga retardante de fuego o MacArthur 100% algodón

4.2.4 ENSAYOS Y PRUEBAS EN EPP Y EPC.

Para la realización de pruebas de funcionalidad de los EPP, EPC y herramientas que así lo requieran, la Oficina de Ensayos Eléctricos dispone de la siguiente tabla en los tiempos siguientes. Visualizar tabla 28 de tiempos.

Tabla 28. Ensayos de pruebas dieléctricas⁸¹.

EQUIPO	NORMA DE ENSAYO	INTERVALO
Guantes clase 1	ASTM D-120NFPA 70E	6 meses
Guantes clase 0	ASTM D-120 NFPA 70E	6 meses
Guantes clase 3	ASTM D-120 NFPA 70E	6 meses
Guantes clase 4	ASTM D-120 NFPA 70E	6 meses
Manta aislante	ASTM D-1048; F479-02; Covenin 2167	6 meses
Mangas	ASTM D-1051; F496-02; Covenin 2166	6 meses

⁸¹ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

Pértigas	ASTM F711, F1825, F1826, IEC 60855, OSHA 1926.951	12 meses
Pértiga universal	ASTM F711-02	12 meses
Vara mecánica	ASTM F1825-03	12 meses
Pértiga de extensión	ASTM F1826-03	12 meses
Compresor / Cortador Hidráulico	ASTM F711-02; D877(Aceite hidráulico)	12 meses
Jumper	ASTM F-2321	12 meses
Manguera flexible	ASTM D-1050, F-712	12 meses
Manguera rígida	ASTM F-968, F-712	12 meses
Manguera rígida para postes, Cruceros	ASTM F-968, F-712; D1050	12 meses

Puesta a tierra	ASTM F855	12 meses
Cabezal de protección largo/corto para poste	ASTM F-968, F-712	12 meses
Verificador de tensión	ASTM F-1796; IEC 1243-1 Covenin 2167	6 meses
Plataformas de trabajo	ASTM F-1564	12 meses
Elevadores hidráulicos con brazos aislados	ANSI/SIA (A 92.2-2001)	12 meses
Canastas: Aceite hidráulico	ASTM D-887	12 meses

En la siguiente serie de fotografías adquirimos los elementos necesarios, herramienta y equipo para realizar los trabajos programados para las pruebas de resistencia de aislamiento con el instrumento de medición megóhmetro de tal manera de cumplir con los lineamientos, según los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR.



Figura 45. Uso y control EPP para iniciar actividades de mediciones eléctricas en altura⁸²



Figura 46. Manejo y uso correcto de escaleras con apoyo y asistencia de integrantes de equipo.⁸³

⁸² Fotografía tomada el 19 de enero, hora 08:30 am en laboratorios de la Universidad uso de EPP.

⁸³ Fotografía tomada el 19 de enero, hora 08:35 am en laboratorios de la Universidad manipulación y uso de EPP y EPC.

En la etapa de coordinación de tareas y planificación de trabajo evaluamos condiciones de cada uno de los equipos a utilizar para que cumpliera con las funciones y requisitos necesarios tales como escaleras en condiciones óptimas cuerdas y guantes cascos y herramienta básica además de eso se evaluaron condiciones climáticas antes de iniciar la tarea terreno del poste condiciones de maleza y roedores insectos y animales que pudieran perjudicar las pruebas eléctrica por lo que se realizó una segunda inspección del circuito para validar y asegurar que no tuviera ningún retorno o ausencia de tensión.



Figura 47. Panorama del terreno y TX en poste, en donde se realizarán las mediciones eléctricas⁸⁴

Ejecución de análisis seguro de trabajo (AST)

Evaluar todos los riesgos y peligros existentes de alto potencial que pueden causar daños o lesiones con el objetivo de mantener bajo control todos los peligros existentes en el

⁸⁴ Fotografía tomada el 19 de enero, hora 08:50 am en laboratorios de la Universidad, evaluación de terreno y inspección previa del cumplimiento de los elementos de apoyo.

terreno identificando cada uno de ellos y minimizando la probabilidad de que ocurra un accidente, así también se retomaron dos puntos de trabajos al mismo nivel y sobre el plafón del primer nivel de uno de los laboratorios de la Universidad. Visualizar figura 48 y 49.



Figura 48. Realizando primera parte del análisis seguro de trabajo AST.



Figura 49. Evaluación de AST condición 2 con equipo de trabajo y charla previa.

4.2.5. GENERALIDADES EN AST.

En este apartado se describen los criterios generales para desarrollo del análisis de seguridad del trabajo y la charla previa de seguridad.

Se espera que durante la planificación de los trabajos programados se efectuó la evaluación de riesgos considerando todas las fuentes potenciales de peligro pero no limita las actividades laborales, equipos de trabajo, las condiciones del lugar de trabajo, los factores humanos y/o condiciones ambientales y/o climáticas inherentes al trabajo a realizarse, considerar lo establecido en el procedimiento DISPR07 Permiso de Trabajo Programado con Tensión y la instrucción DISIT07-1 Permiso de Trabajo Programado en Tareas Previas o Post Obra.

Un AST es un proceso documentado que identifica:

- a) Tareas secuenciales que completar ese día y los responsables de cada tarea.
- b) Identificar peligros de riesgo medio y alto, asociados con el trabajo a efectuar.
- c) Acciones claras para el control de peligros⁵, de acuerdo con los peligros identificados.
- d) Plan de emergencia en caso de que ocurra un incidente a los trabajadores o alteren la zona de trabajo por terceras personas o fenómenos naturales.

El análisis de seguridad en el trabajo y el desarrollo de las charlas previas de seguridad, deben incluir el análisis de los riesgos o peligros por cada trabajo que se realiza.

Todo jefe de cuadrilla, responsable de pareja o responsable de la obra, debe realizar el AST en conjunto con el equipo de trabajo e impartir la charla previa de seguridad para evacuar toda duda o consulta, a fin de que el personal comprenda e implemente los controles de los peligros asociados al trabajo a realizar

Si en la evaluación de riesgos, cualquier miembro del equipo determina que el trabajo no puede ser ejecutado por no tener los controles necesarios, se debe ejercer la autoridad para detener el trabajo y notificar al jefe inmediato, se deberá continuar las tareas únicamente cuando los controles identificados sean implementados.

4.2.7. REALIZACIÓN DEL AST Y CHARLA PREVIA DE SEGURIDAD.

Para documentar el AST se utiliza el formato de registro SIGSSORE001-1 Formato de Análisis de Seguridad de Trabajo - AST. La utilización del formato puede ser de manera física (impresión en papel) o digital (aplicación móvil). Para su aplicación y completar correctamente los campos solicitados, referirse al documento SIGSSOIT001-1 Guía para Completar el Formato AST.

Cuando se realiza la evaluación de riesgos, el control de estos debe hacerse aplicando la jerarquía citada en el apartado 2.5 Jerarquía de Control de Riesgos del presente procedimiento.

Una vez completa la elaboración del AST (excepto el apartado de las firmas de los trabajadores), se debe desarrollar la charla previa de seguridad, la cual se deben incluir al menos los siguientes elementos:

- a) La discusión del trabajo a realizar.
- b) Los roles y la responsabilidad asignados a cada miembro del equipo.
- c) Los procedimientos e instrucciones de trabajo a utilizar.
- d) Los riesgos relacionados con el trabajo.
- e) Los controles de mitigación para los riesgos identificados.
- f) Los planes de emergencia.
- g) Las precauciones especiales, en caso apliquen.
- h) Los controles de fuentes de energía.
- i) Los requisitos de los equipos de protección personal a utilizar.

Importante:

La charla de seguridad “NO” debe confundirse con la charla previa de seguridad en el lugar de trabajo. La charla previa de seguridad es una discusión entre todo el personal incluyendo los trabajadores involucrados en el trabajo, que incluya una descripción del trabajo a realizar, la asignación de tareas a trabajos individuales, los procedimientos e instrucciones de trabajo que se usarán, los riesgos asociados con el trabajo, el control de riesgos para los peligros identificados, los planes de emergencia, precauciones especiales, los controles de fuentes de energía y los requisitos de los equipos de protección personal y un repaso del análisis de seguridad de trabajo.

En el desarrollo de la charla previa de seguridad, el jefe de cuadrilla o encargado del desarrollo de esta debe asegurarse que todo el personal involucrado en la ejecución de las diferentes actividades que conllevan el trabajo, están informados y han entendido el resultado del análisis de la evaluación de los riesgos, es decir riesgos presentes u otros riesgos potenciales que puedan presentarse durante la ejecución del trabajo, así como los controles a implementar.

Notas:

- La firma en el formato de registro AST, sirve como evidencia que cada trabajador ha comprendido su rol, los riesgos y las medidas de control a adoptarse en la ejecución del trabajo.
- Cuando el número de trabajadores es mayor al número de espacios disponibles para nombre y firma en el AST, deberán hacer uso del formato de registro SIGSSORE001-3 Formato Complementario de AST - Lista de Asistencia, disponible en la intranet de AES El Salvador, adjuntándola al AST inicial.
- El formato de Registro SIGSSORE001-1 Formato de Análisis de Seguridad del Trabajo (AST) no es necesario completarlo cuando antes de iniciar el trabajo se identifique que la orden no se puede ejecutar debido a los siguientes motivos o circunstancias: Cliente no se encuentra en el domicilio, cliente informa que el problema está resuelto, equipo asignado no encuentra al cliente o no puede ingresar a la zona donde reside el cliente o se tiene la falla.

Para las tareas de rutina definidas en el *Anexo 2*: podrá realizarse un AST completo y charla de seguridad para el primer punto de trabajo. En los siguientes puntos se revisará el AST y se agregarán riesgos adicionales y su control en formato de registro SIGSSORE001-2 Formato Complementario de AST – *Punto a Punto* y la charla previa de seguridad debe ser ejecutada en el punto de trabajo.

Cuando ocurra un cambio en el plan de trabajo que introduzca riesgos significativos, se deberá detener la tarea para revisar los peligros conforme a la jerarquía de control de riesgos, indicando los controles y cambios en el AST, desarrollando la charla previa, puntual al riesgo identificado; y luego continuar con el trabajo en desarrollo.

Para los trabajos de poda es necesario elaborar un AST general y charla previa de seguridad que deberá ser discutida posterior a la finalización del AST. Luego, cada pareja, tripleta o grupo que realice poda puntual o en tramos, deberá de completar el SIGSSORE001-2 Formato Complementario de AST – Punto a Punto, el cual debe ser elaborado por el jefe de cuadrilla o los podadores (trabajadores) que realizarán la tarea.

Nota: Para el caso de la poda de puntos críticos, el AST – Punto a Punto deberá ser siempre realizado en conjunto con el jefe de Cuadrilla, quien debe firmar para garantizar que el método utilizado sea según lo planificado en el DEP.

Según el procedimiento SIGSSORE001-1 Formato de Análisis de Seguridad del Trabajo (AST) V4 (1). existe un formato que es detalla el cumplimiento de los estándares a continuación en el siguiente formato para ejecutar trabajos en diferentes áreas de trabajo.

	FORMATO DE ANÁLISIS DE SEGURIDAD DE TRABAJO - AST		Código	SIGSSORE001-1
			Vigencia	enero 2023
			Versión	4
ETAPA I - INFORMACIÓN GENERAL DEL TRABAJO				
Empresa AES ☐ CAESS ☐ CLESA ☐ EEO ☐ DEUSEM	Contratista			
Área de Servicio	Fecha	Elemento de referencia		
☐ PEP: Proyecto ☐ OT: Orden de Trabajo ☐ PT: Permiso de Trabajo ☐ OS: Orden de Servicio ☐ N/A: No Aplica ☐ LL: Llamada ☐ MT: Mensaje de Texto ☐ NI: # de Interrupción ☐ # SAP		Número:		# Circuito:
Hora	Descripción del trabajo a realizar	Dirección de la ejecución de trabajo/referencia		# Corte:
				# Trafo:
				# Capacitor:
				# Medidor:
ETAPA II - PERSONAL QUE PARTICIPA EN EL TRABAJO / TAREA				
No.	Nombre y apellido			Firma
1				
2				
3				
4				
5				
6				
"MANTENGAMOS SIEMPRE OJOS Y MENTE EN LA TAREA"				
JERARQUÍA DE CONTROL DE RIESGOS DEL MAS EFICAZ AL MENOS EFICAZ				
1 Eliminación Eliminar el riesgo	2 Sustitución Sustituir por una alternativa menos peligrosa	3 Ingeniería Cambiar el diseño	4 Administrativo Aplicación de documentos escritos y reglas	5 EPP Uso de EPP
ETAPA III - PLAN DE CONTROL DE TRÁNSITO				
Riesgo	Jerarquía de Control	Medidas de Control (marque la medida de control que aplica)	Responsable (s) (número según Etapa II)	Observación
Exposición a Atropellamiento/Accidente de tránsito	4	☐ Colocar y retirar cuñas		
	4	☐ Colocar/retirar conos, cinta o bastones		
	4	☐ Paso peatonal provisional (si aplica).		
	5	☐ Uso de chaleco reflectivo		
	1	☐ Necesario detener trafico		
	4	☐ Apoyo adicional de Pareja		
	4	☐ Banderillero		
	4	☐ Señalización adicional		
		☐ Otro:		
NOTA: Para tarea repetitiva, mantener el control de tránsito durante todo el día como se definió al inicio de la tarea.				
ETAPA IV - IDENTIFICACIÓN Y CONTROL DE RIESGOS COMUNES - TAREA				
Riesgos comunes de:	Jerarquía de Control	Medidas de Control (marque la medida de control que aplica)	Responsable (s) (número según Etapa II)	Comentario
Exposición a caída de objetos	5	☐ Casco con barbiquejo		
	1	☐ Mantenerse fuera de la línea de fuego		
Golpe y cortes	5	☐ Guantes de trabajo		
	5	☐ Botas de seguridad		
	5	☐ Perneras		
		☐ Otro:		
Manejo de cargas Manuales	4	☐ Levantar peso dentro de capacidad		
	4	☐ Levantar peso con piernas y espalda recta		
Exposición a rayos UV	4	☐ Aplicación de protector solar		
	4	☐ Hidratación		
	4	☐ Relevamiento para TCT		
		☐ Otro:		
Exposición a caída del mismo nivel (Resbalones, otros)	4	☐ Despejar pasillos o zona de trabajo		
	4	☐ Mantener paso seguro		
Exposición a caída diferente nivel	4	☐ Señalización		
		☐ Otro:		
Exposición a proyección de objetos y/o estructuras	5	☐ Uso de gafas de seguridad		
	5	☐ Careta facial		
		☐ Otro:		

⁸⁵ Fuente de información tomada 15 enero del 2025 de los Procedimientos Normas y Estándares Internos del Sistema Integrado de Gestión de la Distribuidora Eléctrica AES/CAESS EL SALVADOR

Figura 50. Formato AST⁸⁶

122

Un AST se considera multifacético, debido a que debe iniciarse y/o actualizarse durante cada etapa del trabajo:

- a. Durante la planificación del trabajo: Esta es la evaluación inicial para identificar los riesgos inherentes al trabajo e incorporar las medidas de control necesarias en el plan de trabajo.
- b. Durante la autorización o la preparación del trabajo: En esta fase la exposición a riesgos debido al estado actual del equipo o sistema en o cerca del trabajo tiene que analizarse y los otros riesgos operacionales que puedan introducirse deberán identificarse. Se identificarán e implementarán en esta fase las medidas necesarias de control de riesgos para mitigar los riesgos operacionales identificados y la exposición a energía peligrosa. También se espera que esta fase identifique los posibles riesgos derivados de los trabajos que estén en curso o sean necesarios realizar de forma simultánea.
- c. En el lugar de trabajo antes de comenzar el trabajo: En esta fase el proceso de evaluación del riesgo debe iniciarse para confirmar las medidas de control que se incluyeron en las fases de planificación y autorización de trabajo; además, para identificar y controlar los riesgos específicos al lugar de trabajo que no hayan sido incluidos en las dos fases anteriores.

El AST se considera dinámico ya que cada vez que haya un cambio en el plan de trabajo planificado, debe realizarse nuevamente el proceso de evaluación del riesgo y divulgarlo a todo el equipo que desarrollará las tareas.

Los equipos de protección personal no deben utilizarse como una medida de control, ya que estos como tal, únicamente sirven para minimizar el riesgo, pero no para eliminarlo. Lo mejor es buscar métodos de control de riesgos más eficaces. Recuerde, el EPP:

- No eliminan o cambian el riesgo.
- No protegerán al trabajador si los EPP son inadecuados o fallan.

- A menudo pueden ser incómodos o molestos, y pueden suponer una carga adicional física al empleado.
- Tienen el potencial de crear riesgos adicionales. Por ejemplo, el uso de respiradores por largos períodos de tiempo puede suponer una tensión sobre el corazón y los pulmones.

NOTA: Al planificar los Controles de Riesgo, asegúrese de que el control seleccionado para eliminar o minimizar uno o más riesgos no crea otro riesgo para el mismo grupo de personas u otros.

4.2.8. EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

En esta etapa damos inicio pruebas eléctricas y configuraciones del instrumento megóhmetro para las mediciones de resistencia de aislamiento en los transformadores monofásicos.

Se ejecutarán las tres pruebas de aislación de resistencia de aislamiento tomando datos de placa y especificaciones de los transformadores de distribución las pruebas conocidas como prueba de resistencia de aislación de primario/secundario, prueba de resistencia de aislación primario/terra y prueba de resistencia de aislamiento de secundario/terra.

Antes de realizar las pruebas se procedió a cumplir con los lineamientos para trabajo en altura y asistencia de una segunda persona integrante del proyecto, por lo que se realizó el amarre de escalera posicionamiento de los tres puntos del arnés como equipo de rescate en altura.

Así también se realiza el posicionamiento en la estructura para iniciar a desarmar la configuración estrella/delta con el objetivo que en las pruebas eléctricas no exista una desviación de la resistencia de aislamiento con la conexión encontrada y la previa polarización a tierra por lo cual es de mucha importancia realizar las pruebas eléctricas pertinentes en vacío para que la referencia de las bobinas sea directamente al bobinado secundario , primario y tierra del chasis del transformador, luego después de haber finalizado las desconexiones, procedemos a posicionar el instrumento de medición armar sus cables de

alta color rojo y cables de baja color negro, para iniciar las primeras pruebas que se determinan de la siguiente manera con su ciclo de inyección y su periodo. En la siguiente serie de imágenes se realizó el paso de cada prueba el cual se detallará en la figura a continuación.



Figura 51. Amarre de escalera y posicionamiento de cinturón y bandola para trabajo en altura para realizar configuraciones de inyección de tensión⁸⁷.



Figura 52. Amarre de escalera, instalación de punto de anclaje a nivel de poste y cuerda de vida del arnés.⁸⁸

⁸⁷ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 10:55 am, toma de los laboratorios de la Universidad, ejecución de amarre de escalera uso de equipo de protección colectivo y personal y posicionamiento.

⁸⁸ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 10:55 am, toma de los laboratorios de la Universidad, instalación de cuerda de anclaje.

En la etapa siguiente se realizó la preparación de los transformadores para liberarlos de la conexión existente del banco de transformadores en una estrella -delta dentro de los laboratorios, dejándolos completamente en vacío libres de sus líneas de carga y libres de sus líneas de fuente.

El propósito de realizar esta función es para reducir el margen de error del resultado de un valor bajo de resistencia de aislamiento que pueda influir al estar relacionadas ambas bobinas de los transformadores presentando un índice de resultados fuera y dentro de límites tolerancia, así también es de mucha importancia ejecutar estas pruebas verificando placa de datos de transformador, conexiones internas de devanados primarios y secundarios, polaridad sustractiva o aditivo, fecha de fabricación, factor de potencia capacidad o potencia de transformador. En la siguiente figura 53 se muestra el desarmado de la conexión estrella -delta para la preparación de conexión de cables de poder de alta y baja.

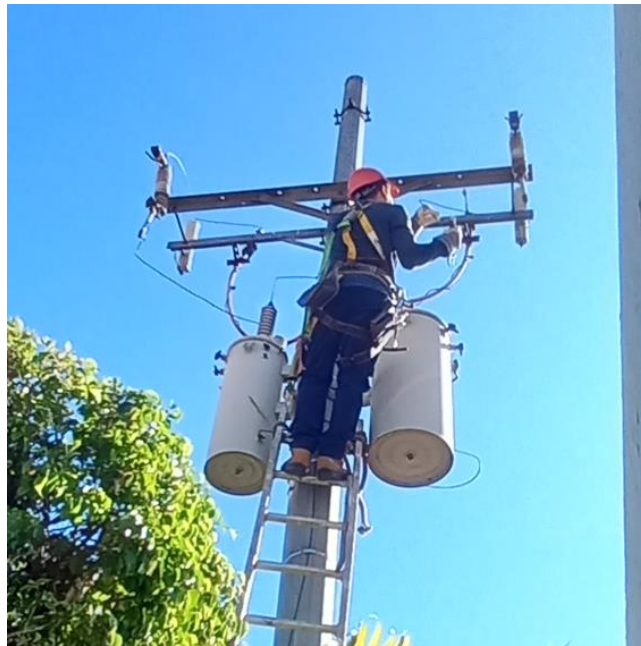


Figura 53. Desconexión y puesto en vacío banco de transformadores Tx a nivel de poste.⁸⁹

⁸⁹ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:15 am, toma de los laboratorios de la Universidad, desconexión de configuración de banco de transformadores monofásicos

Se realiza la toma de datos de placa del transformador serie: 02020599332 con una polaridad sustractiva por lo que es de mucha importancia aclarar que este tipo de modelos con una polaridad de esta índole se conoce que el estado de sus H1 primarios con sus X1 secundarios se marcan de forma adyacentes.

Así también podemos determinar la polaridad de los transformadores de manera efectiva si no lo posee la placa de datos de fabrica o no se encuentra existente, en ese caso se aplica una fuente en el primario, luego se conecta un cable puente entre los terminales adyacentes del primario y secundario, mientras que en los terminales adyacentes restantes se conecta un voltímetro que nos muestra valores que podemos considerar polaridad adictiva si el voltaje reflejado es mayor que la fuente y sustractivo si el valor reflejado de la fuente es menor.

Con ello identificado tomamos la muestra de los datos restantes de voltaje primario de fase a un valor de 14,400 V y voltaje de línea a 29,940 V con una potencia de 25 kVA, sus valores de voltaje a nivel del secundario de 120 V y 240 V y una impedancia (Z) de 2.76 %.



Figura 54. Toma de datos de placa y armado de configuraciones de conexión con cables de alta y baja de instrumento de medición.⁹⁰

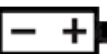
Luego de armar el instrumento de medición megóhmetro AEMC 6505, se validaron los valores de carga de las baterías del equipo al 100%, continuidad de cables de poder de alta y baja para no tener falsos contactos en las inyecciones de tensión, verificar display sin

⁹⁰ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:20 am, toma de los laboratorios de la Universidad, registro de datos de placa posicionamiento de instrumento de medición megóhmetro.

daños, así también perilla ajustable de inyección de poder y colocación de puntos de conexión en transformador monofásico.

Para obtener los mejores resultados del instrumento y para su seguridad, lea atentamente las instrucciones de funcionamiento adjuntas y cumpla con las precauciones de uso. Solo operadores calificados y capacitados deben utilizar este producto. Visualizar tabla 29 para familiarizarse con los símbolos e indicadores del equipo.

Tabla 29. Símbolos eléctricos internacionales⁹¹

	Significa que el instrumento está protegido por aislamiento doble o reforzado.
	PRECAUCIÓN: ¡Riesgo de peligro! Indica una ADVERTENCIA. Siempre que este símbolo esté presente, el operador debe consultar el manual del usuario antes de utilizar el producto.
	Indica riesgo de descarga eléctrica. El voltaje en las piezas marcadas con este símbolo puede ser peligroso.
	Batería
	Fusible
	Entrada USB
	Indica información importante a reconocer
	Este producto cumple con las directivas europeas de baja tensión y compatibilidad electromagnética (73/23/CEE y 89/336/CEE).

⁹¹ Megohmmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

	En la Unión Europea, este producto está sujeto a un sistema de recogida selectiva para el reciclaje de componentes eléctricos y electrónicos de conformidad con la directiva WEEE 2012/19/UE.

4.2.9 DEFINICIÓN DE CATEGORÍAS DE MEDICIÓN (CAT)⁹².

CAT IV: Corresponde a mediciones realizadas en la red eléctrica primaria (< 1000 V)

Ejemplo: dispositivos de protección contra sobrecorriente primaria, unidades de control de ondulación y medidores.

CAT III: Corresponde a mediciones realizadas en la instalación del edificio a nivel de distribución.

Ejemplo: equipos cableados en instalación fija y disyuntores.

CAT II: Corresponde a mediciones realizadas en circuitos conectados directamente al sistema de distribución eléctrica.

Ejemplo: mediciones en electrodomésticos y herramientas portátiles.

4.2.10 PRECAUCIONES DE USO.

Este instrumento está protegido contra tensiones accidentales de no más de 1000 V con respecto a tierra en medición CAT III. La protección proporcionada por el instrumento puede verse comprometida si se utiliza de manera no aprobada, no especificada por el fabricante o inadecuada según menciona en sus indicaciones de uso siguientes.

- No realice mediciones en conductores que puedan estar conectados a una fuente activa.
- Respete la tensión nominal, la corriente máxima y la categoría de medición.

⁹² Megohmmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

- Nunca exceda los límites de protección indicados en las especificaciones.
- Respete las condiciones de uso: temperatura, humedad, altitud, grado de contaminación y lugar de uso.
- No utilice el instrumento ni sus accesorios, si parecen dañados.
- Utilice únicamente los accesorios entregados con la unidad que cumplan con las normas de seguridad (IEC/EN 61010-2-031 o BS EN 61010-2-031).
- Respete el valor y el tipo de fusible para evitar dañar el instrumento y anular la garantía.
- Coloque el interruptor en OFF cuando el instrumento no esté en uso.
- Las reparaciones y los controles de calibración deben ser realizados por personal autorizado y calificado.
- Use el equipo de protección adecuado (botas y guantes aislantes).

4.2.11 ACCESORIOS

Cable de seguridad: juego de tres, 25 pies (5 kV) con pinzas..... Cat. n.º 2151.32

Comprobador de calibración de megóhmetro..... Cat. n.º 5000

4.2.12 PIEZAS DE REPUESTO

Fusible – Juego de tres, 0,1 A, 380 V, 5 x 20, 10 kA.....Cat. #2119.84

Bolsa de herramientas extragrande.....Cat. #2133.73

Cable – Juego de tres de repuesto, 10 pies (5 kV) de seguridad codificados por colores con pinzas (CABLE PUENTE NO INCLUIDO)Cat. #2151.30

Cable – Cable puente de repuesto de 1 pie.....Cat. #2151.31

Cable – Juego de tres, 45 pies, de seguridad de 5 kV codificados por colores con pinzas.....Cat. #2151.33

Paquete de batería recargable de NiMH de 9,6 V.....Cat. #2960.21

Cable de alimentación, enchufe estadounidense de 115 V.....Cat. #5000.14

4.3. CARACTERÍSTICAS DEL PRODUCTO⁹³

El megóhmetro modelo 6505 es un instrumento portátil alojado en un estuche de campo resistente y funciona con batería o con alimentación de red. Realiza mediciones de voltaje, aislamiento y capacidad. Este instrumento contribuye a la seguridad de las instalaciones y equipos eléctricos.

Las características incluyen el cálculo automático y la presentación de la Relación de Absorción Dieléctrica (DAR) y el Índice de Polarización (PI). El modelo 6505 muestra el voltaje de prueba, la resistencia de aislamiento y la corriente de fuga durante la prueba. La capacitancia de la muestra y el voltaje de descarga presente en los cables de prueba se muestran al finalizar la prueba.

El modelo 6505 está diseñado con el más alto nivel de características de seguridad integradas. Este medidor incorpora capacidades de inhibición de prueba que no permitirán que se generen voltajes de prueba si se detecta una muestra activa. Los terminales de prueba están empotrados para garantizar la seguridad operativa.

4.3.1 CARACTERÍSTICAS ESPECIFICAS.

Combinación de tensión de prueba de 500 V, 1000 V, 2500 V y 5000 V.

- Mediciones de aislamiento de 30 kΩ a 10 TΩ.
- Tensión de prueba ajustable y programable (40 a 5100) V.
- Cálculo automático de valores DAR y PI.
- Medición directa y visualización de capacitancia y corriente de fuga.
- Visualización de resistencia, tensión de prueba y tiempo de funcionamiento.
- Tiempos de funcionamiento de prueba y tiempos de relación PI programables.
- Inhibición automática de prueba si la muestra activa es > 40 % de la tensión de prueba.
- Descarga automática y visualización de la tensión de descarga.
- Pantalla doble grande con hora, tensión y mediciones.
- Estuche de campo resistente, de doble pared y resistente a la intemperie.
- Diseñado y construido según las normas de seguridad IEC.

⁹³ Megohmmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

- En 61010-1, 1000 V CAT III.

4.3.2 FUNCIONES DE CONTROL.

En la siguiente figura 40 y tabla 14,15 y 16 podemos visualizar los funcionamientos del instrumento de medición control e interruptor y botones.

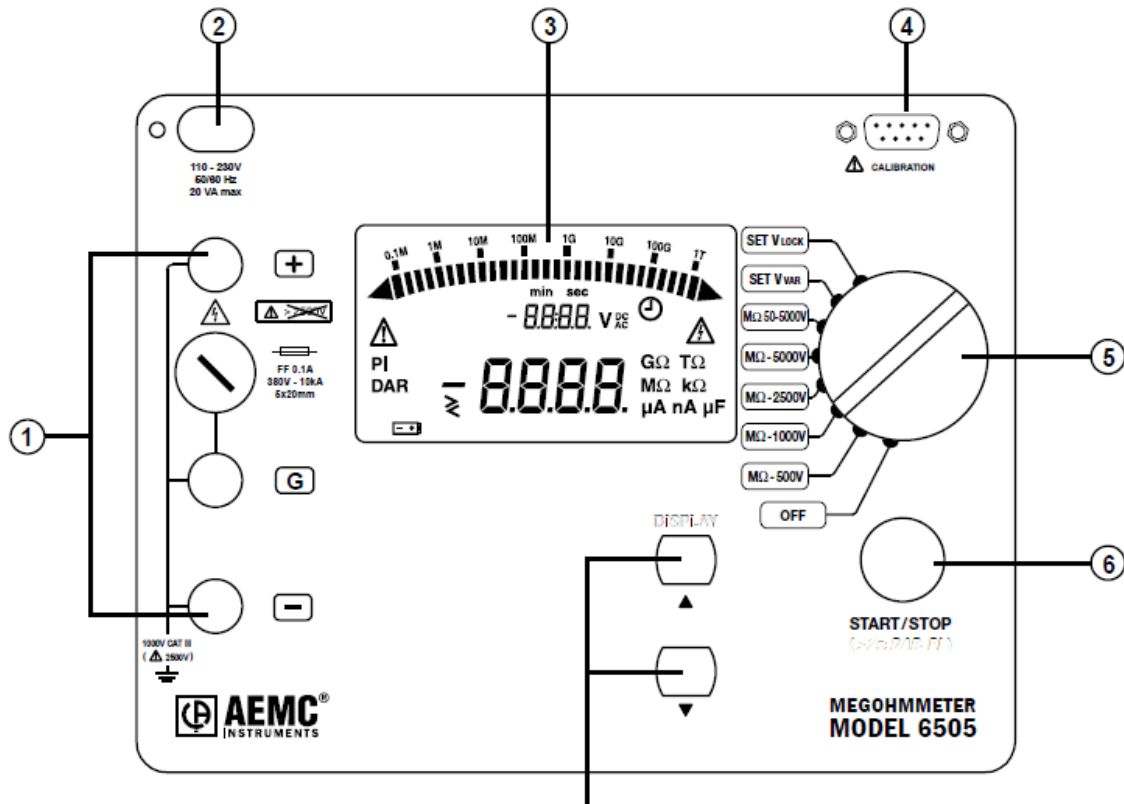


Figura 55. Funciones de control⁹⁴.

Tabla 30.Funciones de control

Nº	Descripción
1	Acceso al fusible de protección y terminales de conexión +, G y -.
2	Enchufe de alimentación de CA (funcionamiento directo con CA y recarga de batería).
3	Pantalla de cristal retroiluminada.

⁹⁴ Megóhmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

4	Conector macho de interfaz serial (9 pines) solo para calibración.
5	Interruptor selector rotatorio de 8 posiciones.
6	Botón INICIO/PARADA.
7	Dos botones de función.

Tabla 31. Funciones de interruptor⁹⁵

Rango	Función
OFF/APAGADO	Instrumento apagado.
MΩ - 500 V	Medición de aislamiento a 500 V, hasta 2 TΩ.
MΩ - 1000 V	Medición de aislamiento a 1000 V, hasta 4 TΩ.
MΩ - 2500 V	Medición de aislamiento a 2500 V, hasta 10 TΩ.
MΩ - 5000 V	Medición de aislamiento a 5000 V, hasta 10 TΩ.
MΩ - 50-5000 V	Medición de aislamiento con tensión de prueba variable.
SETVvar	Establece el voltaje de prueba definible por el usuario para la posición variable (50 a 5000) V
SETVlock	Establece la salida de voltaje de prueba máxima definible por el usuario independientemente de las posiciones de medición del aislamiento

Tabla 32. Funciones de los botones⁹⁶

Rango	Función
ON/OFF	Este botón se presiona para iniciar y luego detener la medición. Una pulsación prolongada inicia la medición del DAR y el PI.

⁹⁵ Megóhmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

⁹⁶ Megóhmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

DISPLAY	Antes, durante o después de la medición, al presionar esta tecla se muestran los distintos parámetros de medición.
▲	Esta función solo está disponible en la posición SET del interruptor. Aumenta el parámetro parpadeante que se muestra. Se utiliza para navegar por la lista de mediciones de aislamiento de intervalo en la función R(t).
▼	Esta función está disponible únicamente en la posición SET del interruptor. Disminuye el parámetro parpadeante que se muestra. Se utiliza para navegar por la lista de mediciones de aislamiento de intervalo en la función R(t)

NOTA: Si mantiene presionados los botones ▲ o ▼, la velocidad de movimiento entre los parámetros aumentará.

4.3.3 PANTALLA DIGITAL.

La pantalla muestra una serie de indicadores a seguir demostrando alertas, notificaciones fallas e intervalos de amigable comprensión. Visualizar en las siguientes figuras 41 y tabla 33.

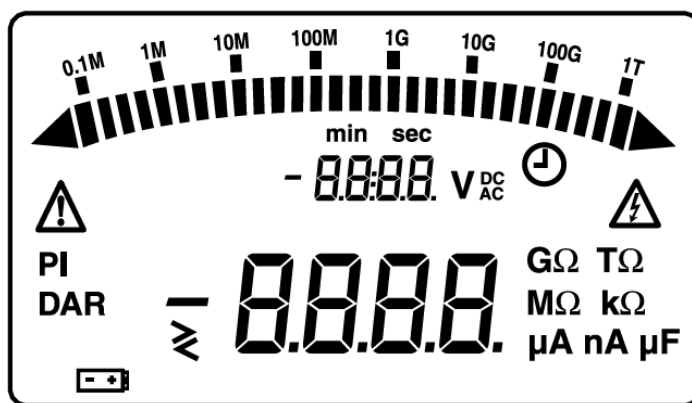


Figura 56. Display -pantalla digital.

Pantalla principal indica:

- Valor de la medida del aislamiento (resistencia, DAR y PI, o capacitancia).

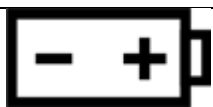
Pantalla pequeña indica:

- Voltaje medido o aplicado por el instrumento.
- Tiempo transcurrido o voltaje de salida durante la medición del aislamiento.

Activo durante la medición de aislamiento (0,1 MΩ a 1 TΩ).

- Carga de batería al arrancar.
- Símbolos de visualización:

Tabla 33. Símbolos de notificación en pantalla.

	Se genera voltaje peligroso; $V > 120 \text{ V}$.
	Tensión externa presente, el símbolo se activa después de presionar INICIO si $V > 25 \text{ VCA} \pm 3 \text{ V}$ o $> 35 \text{ VCC}$.
	Indica la duración de la medición o el tiempo restante en el caso de la medición PI
	Indica que la batería está baja y debe recargarse

NOTA: Cargue completamente el instrumento antes de usarlo.

NÚMERO DE SERIE

Para visualizar el número de serie del instrumento, mantenga presionado el botón DISPLAY y gire el interruptor a la posición MΩ-500 V

VERSIÓN DEL SOFTWARE

Para ver la versión interna del software del instrumento, mantenga presionado el botón DISPLAY y gire el interruptor a la posición MΩ-1000 V.

4.3.4. MEDICIÓN DE VOLTAJE

Tan pronto como el interruptor se coloca en una posición de medición de aislamiento, el instrumento mide automáticamente la presencia de cualquier voltaje CA/CC. Este voltaje se mide en todo momento y se indica en la pequeña unidad de visualización. El instrumento determina automáticamente si es CA o CC. La medición de CA es un valor RMS.

Si hay una tensión externa excesivamente alta en los terminales ($> 0,4 V_n$), presionar el botón START/STOP no tendrá ningún efecto y no se realizarán mediciones. De manera similar, si se detecta una tensión errónea excesivamente alta ($> 0,4 V_n$) durante la medición, la medición se detendrá automáticamente.

ADVERTENCIA: Para garantizar su seguridad, el instrumento descargará automáticamente el circuito bajo prueba y permitirá que el voltaje mostrado caiga por debajo de 25 V antes de desconectar los cables.

Tabla 34. Tabla de descripción en uso de botones⁹⁷

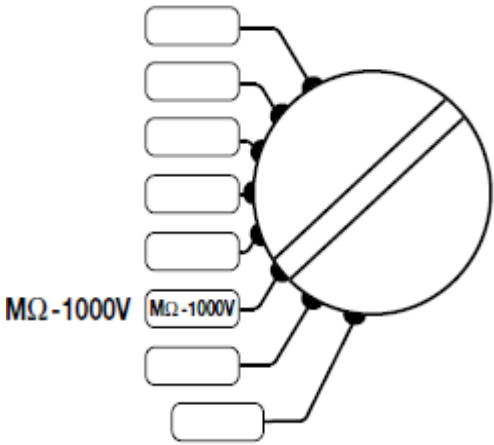
Presione el botón DISPLAY para visualizar	
Antes de la medición (2 pulsaciones)	▪ Tensión presente en el dispositivo a probar. ▪ Tensión de prueba. ▪ Corriente de fuga superficial.
Durante la medición (2 pulsaciones)	▪ Tensión de prueba. ▪ Valor instantáneo de la resistencia de aislamiento. ▪ Duración de la medición. ▪ Corriente que fluye en la resistencia que se está midiendo.
Después de la medición	▪ Tensión presente en el dispositivo probado. ▪ Valor de resistencia de aislamiento justo antes de que se detuviera la medición.

⁹⁷ Megóhmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

(5 pulsaciones)	▪ Duración de la medición. ▪ Tensión de prueba generada durante la medición. ▪ Corriente que fluyó en la resistencia medida. ▪ Corriente de fuga superficial. ▪ Capacitancia.
-----------------	---

Medición en Índice de Polarización (PI)

Tabla 35.Indicaciones del índice de polaridad⁹⁸

	▪ Coloque el interruptor en una de las posiciones de medición de aislamiento. ▪ Comience la medición con una pulsación prolongada (> 2 s) en el botón START/STOP. La pulsación prolongada será confirmada por un pitido audible. ▪ La medición comienza con la duración predeterminada de 10 min. Una cuenta regresiva mostrará el tiempo restante. La medición se detendrá automáticamente.
--	---

Antes de la medición (2 pulsaciones)	▪ Tensión presente en el dispositivo a probar. ▪ Tensión de prueba. ▪ Corriente de fuga presente.
Durante la medición	▪ Tiempo restante de medición. ▪ Valor instantáneo de la resistencia de aislamiento.

⁹⁸ Megóhmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

(4 pulsaciones)	▪ Tensión de prueba. ▪ Corriente que fluye a través de la resistencia que se está midiendo. ▪ Valor de PI (disponible al cabo de 10 min). ▪ Valor de DAR (disponible al cabo de un min).
Después de la medición (6 pulsaciones)	▪ Tensión de prueba generada durante la medición. ▪ PI y DAR. ▪ Duración de la medición. ▪ Valor de resistencia de aislamiento justo antes de que se detuviera la medición. ▪ Corriente que fluía en la resistencia medida. ▪ Tensión presente en el dispositivo que se está probando. Capacitancia.

Los valores de PI y DAR se calculan de la siguiente manera⁹⁹

$PI = R\ 10\ min / R\ 1\ min$ (2 valores a registrar durante una medición duración 10 min).

$DAR = R\ 1\ min / R\ 30\ s$ (2 valores a registrar durante una medición duración 1 min).

Para el cálculo del PI, los tiempos de 1 y 10 min pueden ser modificados por el usuario, si es necesario, para una aplicación en particular. Visualizar los ajustes de indicadores de rendimiento.

Son especialmente útiles para controlar el deterioro del aislamiento de las máquinas o cables muy largos. En los artículos de este tipo, la medición se ve perturbada inicialmente por corrientes espurias (corriente de carga capacitiva, corriente de absorción dieléctrica) que cancelan gradualmente fuera.

⁹⁹ Megóhmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

Para medir con precisión el representante de la corriente de fuga del aislamiento, Son necesarias mediciones con duraciones largas.

La calidad del aislamiento está en función de los resultados encontrados.

Tabla 36. Calidad de aislamientos

DAR	PI	Estado del aislamiento
< 1.25	< 1	Inadecuado, incluso peligroso.
	< 2	
> 1.6	< 4	Bueno
> 1.6	> 4	Excelente

Ajustes del indicador de rendimiento¹⁰⁰

Es posible modificar los tiempos de PI para satisfacer necesidades específicas. Recordatorio: $PI = R \text{ 10 min} / R \text{ 1 min}$ El primer tiempo de PI es de 1 min. Se puede ajustar a valores de 30 s a 30 min en pasos de 30 s.

- Mantenga presionado el botón DISPLAY. Gire el interruptor giratorio a la posición SET Vvar posición. Mantenga presionado el botón DISPLAY hasta que aparezca PI_1 en la pantalla.
- Puede cambiar el primer tiempo PI (PI_1) utilizando los botones ▲ y ▼.
- Para guardar los cambios, simplemente gire el interruptor.
- El segundo tiempo PI (PI_2) es de 10 min. Se puede establecer en valores desde PI_1 hasta 59 min en pasos de 1 min.
- Mantenga presionado el botón DISPLAY. A continuación, gire el interruptor giratorio a la posición SET Posición Vlock.
- Puede modificar la segunda hora PI utilizando los botones ▲ y ▼.

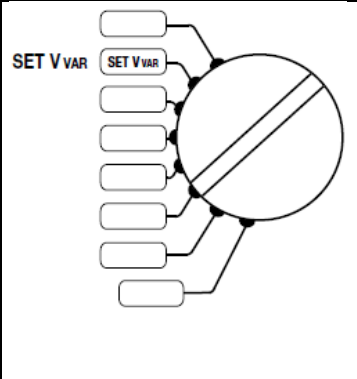
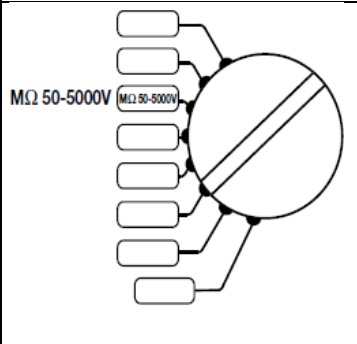
¹⁰⁰ Megohmmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

- Para guardar los cambios, simplemente gire el interruptor.

Ajuste de la Tensión de Prueba Variable.

En la siguiente tabla 37 podemos visualizar los valores de ajustes de prueba de tensión

Tabla 37. Tensiones de prueba¹⁰¹

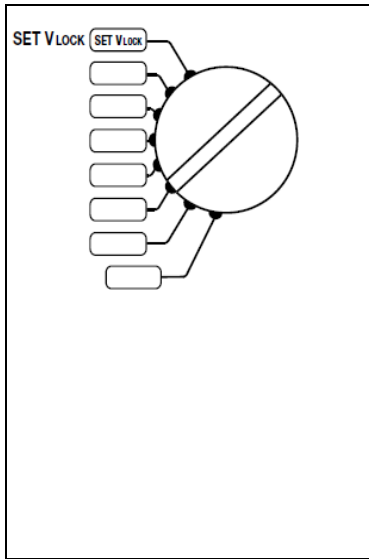
	Esta función permite utilizar voltajes de prueba aparte de los 4 valores preestablecidos de (500, 1000, 2500 y 5000) V. ▪ Coloque el interruptor en SET Vvar. ▪ El voltaje de prueba parpadeará. ▪ Cambie el voltaje de prueba usando los botones ▲ y ▼ botones. ▪ Coloque el interruptor en MΩ 50-5000 V para la medición. ▪ Este valor se conservará en una memoria.
	

Ajuste de la tensión máxima de prueba.

El usuario puede establecer un voltaje máximo generado para evitar cualquier sobretensión accidental pruebas que se realizan por error. Visualizar tabla 38

¹⁰¹ Megohmmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

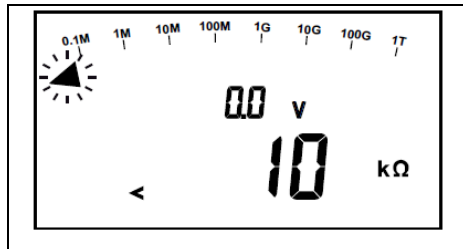
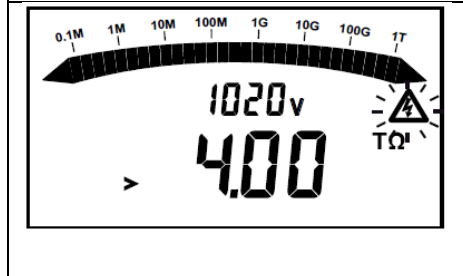
Tabla 38. Tensiones de prueba máxima

	- Coloque el interruptor en SET Vlock. - El voltaje de prueba máximo parpadeará y puede ser ajustable con los botones ▲ y ▼. - Gire el interruptor a una medición de aislamiento para realizar mediciones. - Se mantendrá el valor máximo de voltaje de prueba en una memoria no volátil. Se mostrará durante unos segundos cuando un rango afectado es seleccionado (p. ej., si la tensión máxima es de 750 V, Se aplicará y se mostrará en todos los interruptores ajustes desde 1000 V en adelante).
---	--

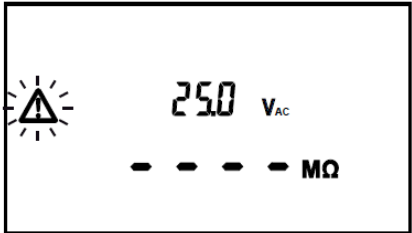
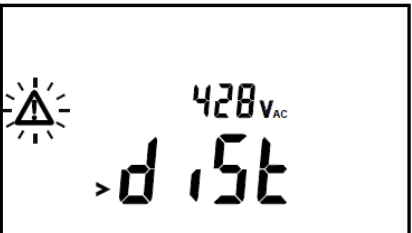
4.3.5 MENSAJES DE ERROR

En la pantalla digital se mostrarán los siguientes mensajes o notificaciones simbólicas como se muestran en la tabla 39.

Tabla 39. Mensajes simbólicos de error en display¹⁰²

	- La resistencia de aislamiento es demasiado baja. - Compruebe sus conexiones. Los + y - El terminal del instrumento puede ser cortocircuito.
	- La resistencia de aislamiento está en el exterior el rango de medición. - Compruebe sus conexiones. Uno de los terminales del instrumento puede ser desconectado, o el valor medido es > 4 TΩ.

¹⁰² Megohmmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

	- El voltaje presente en los terminales es superior a 25 VCA o 35 Vpico. - El instrumento le alertará, pero no impide que la medición.
	- El voltaje presente en los terminales es demasiado alto para que una medición sea hecha: $V > 0,4 V_n$. El voltaje de prueba, V_n, se indica mediante el ajuste del interruptor. - Elimine el voltaje y reinicie la medición.
	- Indica que el fusible protector de el terminal G está defectuoso. - Reemplace el fusible como se indica

4.3.6. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

El método de inyección de tensión-corriente según EN 61557-2 (ed. 02/97)

Voltaje de salida nominal:

500, 1000, 2500, 5000 VDC (o ajustable de 40 V a 5100 V)

Ajustes disponibles en modo variable:

10 V de (40 a 1000) V 100 V de (1000 a 5100) V

Corriente nominal: $> 1 \text{ mADC}$

Corriente de cortocircuito: $< 1,6 \text{ mA} \pm 5 \%$

Corriente de carga: 3 mAD C aprox. al iniciar la medición

Voltaje máx. aceptable: $U_{\text{peak}} = 0,4 V_n$

Cálculo de los términos DAR y PI

Tabla 40. Valores en términos DAR y PI

Rango especificado	0,02 a 50,00
Resolución	0,01
Precisión	5 % de la lectura $\pm$ 1 ct

4.3.7 FUENTE DE ENERGÍA.

- Batería recargable NiMH de 9,6 V.
- Voltaje de línea: (85 a 256) V / 50-60 Hz.
- Vida mínima de carga de la batería (según NF EN 61557-2)

Tabla 41. Tensiones de prueba

Voltaje de prueba	Carga nominal	Número de mediciones 5 s con carga nominal (con una pausa de 25 s entre cada medición)
500V	500k Ω	6500
1000V	1 M Ω	5500
2500V	2.5 M Ω	4000
5000V	5 M Ω	1500

Duración media de la batería:

El tiempo de funcionamiento será de 15 días o 3 semanas en función de una medición de PI de 10 minutos.

Tiempo de recarga:

La carga debe completarse entre (68 y 86) °F (20 y 30) °C 6 h para el 100 % de capacidad (10 h si la batería está completamente agotada) 0,5 h para el 10 % de capacidad (duración de la carga: aproximadamente 2 días)

Alternativa de uso de equipo:

Es posible recargar las baterías mientras se realizan mediciones de aislamiento siempre que los valores medidos sean superiores a 20 MΩ. En este caso, el tiempo de recarga es superior a 6 h y depende de la frecuencia de las mediciones.

4.3.8 ESPECIFICACIONES AMBIENTALES.

Rango de funcionamiento:

- (14 a 104) °F (-10 a 40) °C durante la recarga de baterías
- (14 a 131) °F (-10 a 55) °C durante la medición
- (10 a 80) % HR

Almacenamiento: (-40 a 158) °F (-40 a 70) °C; (10 a 90) % HR

Altitud: < 2000 m

Uso en interiores o exteriores

4.3.9. ESPECIFICACIONES MECÁNICAS.

Dimensiones de la caja:

(10,63 x 9,84 x 7,09) pulgadas (270 x 250 x 180) mm

Peso: 9,5 libras (4,3 kg) aprox.

Protección mecánica:

IP 53 según NF EN 60529 (Ed. 92)

4.3.10. MANTENIMIENTO¹⁰³

Utilice únicamente piezas de repuesto especificadas de fábrica. AEMC® Instruments no será responsable de ningún accidente, incidente o mal funcionamiento posterior a una reparación realizada por otro centro de servicio o un centro de reparación aprobado.

4.3.11 RECARGA DE LA BATERÍA

Si se muestra el símbolo de batería, es necesario recargar la batería. Conecte el instrumento al cable de alimentación de 115 V CA a través del conector (la carga comenzará automáticamente).

- bAt en la pantalla pequeña y chrG en la pantalla principal significan que la carga rápida está en curso.
- bAt en la pantalla pequeña y chrG parpadeando en la pantalla principal significa que la carga lenta.
- bAt en la pantalla pequeña y FULL en la pantalla principal significa que la carga está completa.

Si se enciende el instrumento y el voltaje de la batería es >8 V, se permite el uso normal del dispositivo.

NOTA: La batería solo debe ser cambiada por un centro de reparación autorizado reconocido por AEMC® Instruments.

4.3.12 SUSTITUCIÓN DEL FUSIBLE.

Si en la pantalla parpadea FUSE -G-, se debe sustituir el fusible. Tome todas las precauciones necesarias al abrir el instrumento.

ADVERTENCIA: Asegúrese de que ninguno de los terminales esté conectado y que el interruptor selector esté en la posición OFF (APAGADO).

- El fusible se encuentra en el lado izquierdo de la placa frontal, como lo indica el símbolo.

¹⁰³ Megóhmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

- Con una moneda o un destornillador de punta plana, desatornille el portafusibles y retire el fusible.
- Reemplace únicamente con el tipo de fusible especificado en la etiqueta dentro de la cubierta de la unidad: 0,1 A - Acción rápida - 380 V, 5 x 20 mm, 10 kA

Este fusible está en serie con un fusible interno de 0,5 A / 3kv que se activa solo en caso de una falla importante en la unidad .si la pantalla sigue indicando FUSE-G- después de cambiar el fusible la unidad debe devolverse para su reparación.

4.3.13 LIMPIEZA.¹⁰⁴

ADVERTENCIA: Riesgo de descarga eléctrica. Antes de limpiar, desconecte todas las entradas.

Utilice un paño suave ligeramente humedecido con agua jabonosa. Enjuague con un paño húmedo y luego seque con un paño seco. no utilice alcohol, solventes ni hidrocarburos.

4.3.14 ALMACENAMIENTO.

Si el instrumento no se utiliza durante un período prolongado, se recomienda cargarlo cada dos o tres meses.

4.3.15 REPARACIÓN Y CALIBRACIÓN.

Para garantizar que su instrumento cumpla con las especificaciones de fábrica, recomendamos que lo envíe de regreso al Centro de Servicio de fábrica en intervalos de un año para su recalibración o según lo requieran otras normas o procedimientos internos.

Para la reparación y calibración del instrumento:

Si se devuelve el instrumento para su calibración, necesita saber si desea una calibración estándar o una calibración trazable al Instituto Nacional de Estándares y Tecnología en sus siglas conocidas como N.I.S.T. (incluye certificado de calibración más datos de calibración registrados)

¹⁰⁴ Megóhmetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

4.4.1 ESPECIFICACIONES DE SEGURIDAD.

Seguridad eléctrica según: IEC/EN 61010-2-030 o BS EN 61010-2-030, IEC 61557
1000 V CAT III, Grado de contaminación 2

4.4.2. COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.

Según la norma específica las condiciones de compatibilidad magnética en la NF EN 61326-1 (Ed. 97) + A1, categoría de entorno industrial

4.4.3 PRECAUCIONES GENERALES DE SEGURIDAD.

Algunas pruebas, como el AGD, las pruebas al aceite y la termográfica infrarroja no requieren que la unidad sea desenergizada. Este no es el caso de las pruebas eléctricas. Se requiere adiestramiento y atención especial para asegurar la protección. El personal que ejecuta estas pruebas debe observar las normas de seguridad apropiadas todo el tiempo. Las normas de seguridad de la planta, así como las regulaciones nacionales deberían consultarse cuando se trabaje cerca de equipos energizados. Pudiese requerir colocar barreras de seguridad temporales para mantener al personal a una distancia segura del área de pruebas.

Los dispositivos de prueba actualmente en uso son altamente complejos: Restrinja el uso de estos quipos a personal debidamente adiestrado.

Las tensiones de prueba generadas por estos equipos representan un peligro, tanto para el equipo bajo prueba a como para el personal ejecutante. El equipo para probar debe desconectarse operativos establecidos. Deben utilizarse las técnicas de puesta a del sistema de potencia, de acuerdo con los procedimientos tierra para evitar lesiones al personal o daños a los equipos, el personal debe ser adiestrado para tratar todo equipo no puesto a tierra como si estuviese energizado. Asegurarse que el equipo este desenergizado y puesto a tierra.

Deben seguirse los procedimientos de bloqueo y etiquetado. de acuerdo con las regulaciones de seguridad federales, estatales de la planta. Deben tomarse precauciones para prevenir que el personal toque los terminales de los aparatos bajo prueba.

Cuando sea posible, un observador debería colocarse para avisar al personal que se acerque sobre el peligro potencial. Esta persona debe disponer de los medios para desconectar la fuente de energía. (M.Horming J.Kelly 2005)

PROCEDIMIENTO Y SERIE DE PASOS A SEGUIR DE LAS PRUEBAS ELECTRICAS CON EL MEGÓHMETRO.

Paso 1. Tomar los datos de placa del transformador y llenarlo en la tabla de datos generales.

Se realizarán pruebas de resistencia de aislamiento al transformador con número de serie 202059932 y una capacidad de 25 kVA.

Asegurarse que el transformador se encuentre totalmente desenergizado.

Paso 2. Las pruebas se realizarán bajo las siguientes conexiones y condiciones:

- H1P – T (Terminal H1 del bushing primario del transformador y T terminal de tierra del transformador). Se aplicará un nivel de voltaje de 5000v
- X1S -T (Terminal X1 del bushing secundario del transformador y T terminal de tierra del transformador). Se aplicará un nivel de voltaje de 500v
- H1P- X1S (Terminal H1 del bushing primario del transformador y terminal X1 del bushing secundario del transformador).

Paso 3. Conexión del equipo con el transformador. Prueba H1P – T

- ✓ Conecte el cable rojo de alto voltaje en el terminal + del instrumento.
- ✓ Conecte el cable negro de alto voltaje en el terminal – del instrumento.
- ✓ Conecte el cable rojo de alto voltaje en el terminal H1 del transformador.
- ✓ Conecte el cable negro de alto voltaje en el terminal T del transformador.

Paso 4. Una vez realizadas las conexiones, seleccione la tensión de prueba que para este caso será de 5000 V.

Al encender el instrumento, se muestra lo siguiente:

- ✓ Estado de la batería.
- ✓ Tensión de prueba.
- ✓ Tensión presente en el objeto a probar.

Paso 5. Pulse el botón INICIO/DETENER para iniciar la medición.

- ✓ Durante las mediciones, el instrumento emitirá un pitido cada 10 segundos para alertar al usuario de que hay un alto voltaje.

Paso 6. Esta prueba se deberá realizar en un tiempo de 1 minuto. Presione el botón START/STOP nuevamente para detener la medición. El instrumento continuará midiendo voltajes externos, pero el resultado de la prueba permanecerá visible en la pantalla principal.

Paso 7. Anotar el resultado en la tabla de resultados finales.

Paso 8. Repetir la prueba para las conexiones X1S -T y H1P- X1S tomando en consideración las condiciones que se plantearon en el Paso 2.

Paso 9. Completar la siguiente tabla de resultados finales con los datos obtenidos en las tres pruebas realizadas en función de las siguientes normativas y parámetros mínimos permitidos que se muestran en las tablas siguientes.

Tabla 42. Tensión de prueba recomendada

Tensión de prueba recomendado	
Tensión nominal del equipo	Tensión de prueba DC recomendada
< 1kV	500V DC
1 kV- 2.5 kV	500 – 1000 VDC
2.5kV- 5 kV	1000 – 2500 V DC
5 kV - 12 Kv	2500 – 5000 V DC
Fuente: Norma IEEE STD 43-2013	

En la primera etapa de conexión con el instrumento de medición se arma el equipo megóhmetro y se coordina la configuración de conexión primario a tierra con el técnico, indicándole que los cables de poder de alta con color rojo (+), se coloque en el terminal bushing del primario y el cable de poder de baja (-) se colocara en el chasis del transformador luego de haber orientado al personal se verifica que nada ni nadie este haciendo interferencia ni contacto directo con los cables de poder. Procedemos a programar el tiempo de inyección y la tensión que requiere para esta prueba se debe de inyectar un valor de 5000VDC por el periodo de tiempo de 1 minuto. Obteniendo la serie de resultados siguientes mostrados en las figuras a continuación.



Figura 57. Programación manual del periodo de inyección de voltaje en 1 minuto /5000VDC, configuración PH1+/T-.¹⁰⁵

En los resultados obtenidos de esta prueba se reflejaron valores a nivel mínimo de la línea del valor de tolerancia.

Para dar el dictamen de respuesta que mencione que sus resultados obtenidos se consideran aceptables, según la normativa análisis y consideraciones de distribuidoras del mercado que contemplan según procedimiento las pruebas de rigor y cumplimiento de las cuales son pruebas de Resistencia de Aislamiento Según Norma IEEE STD -43-2013

Si hablamos de pruebas de resistencia de aislamiento debemos considerar puntos importantes para analizar los resultados obtenidos tomando encuenta un reflejo del rendimiento del transformador por motivos de una fuga existente o motivos diferentes que haya sido desmontado para una revisión previa por no mantener el fusible o diferente manera la capacidad de la carga eleva sus magnitudes internas y provoca una sobrecarga en los fusibles repetitivamente es la razón por la que se sustituyen y se instala un equipo nuevo puntualmente damos referencia a la resistencia de aislamiento lo cual este detecta la referencia de aislamiento entre los bobinados primarios y secundarios, bobinados primarios a tierra y bobinados secundarios a tierra determinando según las lecturas si el transformador refleja 1 GΩ, este aún mantiene sus propiedades aun 45% más sin embargo es probable que posea un porcentaje de humedad interna reflejando esos valores mostrados en la figura 55 y 56.

¹⁰⁵ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 10:30 am, toma de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro

En los casos que los valores medidos sean reflejados menores a un $1\text{ G}\Omega$ y sea en grado caso un valor de $500\text{ M}\Omega$, es probable que el transformador con esos resultados se pueda recuperar cambiándole el aceite dieléctrico y realizando un recalentado de bobina con esas etapas se pueda elevar la resistencia del transformador.

Así también los valores con un margen de prueba de Teras o kilo ohmios, son por razones de equipos que se cortocircuitan o unen internamente por una falla existente su bobinado primario con secundario o también en conjunto con la carcasa o fenómeno natural dando como resultado que esos parámetros en kilos Ohmios no se pueden recuperar para elevar la resistencia de aislamiento.

Con los transformadores distintivo que solo proveen un bushing primario estos particulares equipos tienen una conexión del H2 a la carcasa del transformador por lo que a este tipo de modelos de transformadores no se le realiza pruebas de resistencia de aislamiento por lo que se determina que este transformador esta polarizado de fábrica, por lo tanto, mostrara resultados en $\text{K}\Omega$ es importante visualizar la placa de datos del transformador para validar conexiones internas que vengan de fábrica.

Los transformadores con resultados altos, con un margen de $300\text{ G}\Omega$ a $500\text{ G}\Omega$ y se tiene embodegados sin el uso periódico por años suelen perder la resistencia de aislamiento por razones que no sea calentado la bobina ni el aceite debe de estar en uso constante para mantener sus propiedades de aislación en ese criterio las pruebas de aceptación de un transformador va a valer en su tiempo de vida desde que se libera de fábrica mantendrá un buen aislamiento.

Así también los valores resultantes en el índice de polarización, o la relación entre los valores de resistencia en el minuto 10 y el minuto 1 es una cantidad adimensional a menudo que es empleada para evaluar el aislamiento.

En los siguientes resultados podemos visualizar un margen de valores de $1\text{ G}\Omega$ por lo que se ha mencionado anteriormente los valores se consideran aceptables sin embargo se puede mejorar el alcance del transformador a una mejor resistencia de aislamiento calentando su bobina interna, cambiando su aceite dieléctrico por uno renovado y recuperando con estos pasos la elevación de la resistencia de aislamiento ya que es importante recalcar que los

transformadores solo tiene un tiempo de vida de 35 años y suelen perder sus propiedades aislante detenidamente .Visualizar figuras 58 y 59.



Figura 58. Programación manual del periodo de inyección de voltaje en 1 minuto /500VDC, configuración SX1+/T-.¹⁰⁶



Figura 59. Programación manual del periodo de inyección de voltaje en 1 minuto /2500VDC, configuración PHI+ SX1-.¹⁰⁷

En las pruebas ejecutadas cambiamos las configuraciones de conexión en las bobinas tanto primario como secundario en la inyección de tensión con el instrumento de medición para analizar la diferencia de parámetros, comparar resultados y definir el fenómeno en función de su polaridad sustractiva.

¹⁰⁶ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:25 am, toma de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505

¹⁰⁷ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:30 am, toma de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505



Figura 60. Programación manual del periodo de inyección de voltaje en 1 minuto /5000VDC, configuración PH2+/T.¹⁰⁸



Figura 61. Programación manual del periodo de inyección de voltaje en 1 minuto /2500VDC, configuración PH2/SX3.¹⁰⁹



Figura 62. Programación manual del periodo de inyección de voltaje en 1 minuto /500VDC, configuración SX3+/T.¹¹⁰

¹⁰⁸ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:35 am, toma de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505

¹⁰⁹ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:340 am, toma de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505

¹¹⁰ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:37 am, toma de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505

En la siguiente tabla se pueden visualizar todos los resultados en secuencia de periodos de tiempos seccionados en las pruebas de aceptación de un transformador monofásico.

Tabla 43 Prueba de resultados de transformador

REVISIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN							
FECHA:19 de enero del 2025				TECNICO: Boris Mendoza / Josué Paredes			
DATOS GENERALES DE PLACA DEL TRANSFORMADOR							
KVA	Nº DE PILA	No DE SERIE	MARCA	VOLTAJE	POLARIDAD	Z%	AÑO DE FABRICACION
25		202059932	COOPER	14.400 / 24.940 120 / 240	SUSTRACTIVO	2.76	may-02
PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO / PRUEBAS DE ACEPTACION							
VALORES DE PRUEBAS (GΩ)				VALORES DE PRUEBAS (GΩ)			
H1P - T	X1S -T	H1P- X1S		H2P - T	X3S -T	H2P- X3S	
1.076G	1.546G	1.515G		1.009G	1.367G	1.475G	
OBSERVACIONES: Los valores obtenidos están en el margen de tolerancia mínimo según Norma IEEE STD -43 2013 si pasa las pruebas arriba de 1G Ohmios, sin embargo, al tener estos valores puede interpretarse como un comportamiento normal bajo ciertas condiciones que rige la norma, evidentemente en las áreas distribuidoras es recomendable elevar la resistencia de aislamiento y aplicar una serie de pruebas adicionales con instrumentos más sofisticados que aseguren su operación. Importante mencionar que esta prueba solo determina el estado del aislamiento no determina un diagnóstico total del transformador.							

4.4.4 DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DEL PROCESO DE PRUEBAS ELÉCTRICAS DEL ÍNDICE DE POLARIDAD DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y RECEPCIÓN DE TRANSFORMADORES.

A veces, los nuevos transformadores se transportan sin aceite para reducir el peso. Para prevenirla entrada de humedad durante el tránsito, el tanque puede llenarse con gas nitrógeno seco a baja presión, lo que desplaza el oxígeno. Por otra parte, cuando se drena el aceite de los transformadores usados antes de hacer una inspección interna, el monóxido de carbono y otros gases combustibles pueden salir de la celulosa en concentraciones que también son peligrosas. Debido a estas condiciones atmosféricas y otros peligros potenciales, generalmente los transformadores deben ser clasificados como espacios confinados que

requieren permisos para entrar, de acuerdo con las regulaciones de seguridad. (M.Horming J.Kelly 2005)

NORMAS.

Los transformadores que han sido fabricados según las normas ANSI/IEEE cumplen con las normas contenidas en la Colección de Normas IEEE para Transformadores de Distribución, de Potencia y de Regulación". Esta colección se conoce también con el nombre de la Serie C57. Se debería consultar siempre la última versión de las normas.

Las normas sobre transformadores son fundamentales para garantizar el rendimiento, la precisión de las pruebas y el cumplimiento de los protocolos de seguridad y medioambientales. Estas normas, establecidas por organizaciones como IEC, IEEE/ANSI, normas nacionales chinas (serie GB) y entidades europeas, proporcionan criterios detallados para el diseño, las pruebas y el funcionamiento de los transformadores.

La serie IEEE C57 es la piedra angular de las normas sobre transformadores en Estados Unidos. Abarca (IEEE Advancing Technology for Humanity 1984)

- Requisitos generales: La norma IEEE C57.12.00 describe las especificaciones básicas de los transformadores.
- Guía de carga: La norma IEEE C57.91 proporciona estrategias operativas para la carga de transformadores.
- Diagnóstico de análisis de gases: La norma IEEE C57.104 ofrece información sobre el análisis de gases disueltos para el diagnóstico de fallos.
- La norma IEEE STD 43-2013 establece la práctica recomendada para la prueba de resistencia de aislamiento en máquinas rotativas, transformadores y otros equipos eléctricos mediante el uso de un megóhmetro (Megger).

Otra norma clave, ANSI/IEEE C57.13, define los procedimientos de ensayo de transformadores y equipos de instrumentación, garantizando la precisión en las evaluaciones de rendimiento.

Las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) sirven de referencia mundial para el diseño, las pruebas y el funcionamiento de los transformadores. La serie IEC 60076 es la piedra angular de estas normas, ya que ofrece directrices detalladas sobre múltiples aspectos del rendimiento y la fiabilidad de los transformadores. (IEEE Avancing Technology for Humanity 1984)

- IEC 60076-1: Establece requisitos y definiciones generales que constituyen el marco básico de las especificaciones de los transformadores.
- IEC 60076-2: Detalla los límites de aumento de temperatura y las metodologías de ensayo, garantizando que el rendimiento térmico cumple las normas de seguridad operativa.
- IEC 60076-3: Especifica los niveles de aislamiento y los métodos de ensayo dieléctrico para mejorar la fiabilidad en condiciones de alta tensión.
- IEC 60076-5: Define las capacidades de resistencia a cortocircuitos, proporcionando parámetros para garantizar la resistencia en condiciones de fallo.
- IEC 60076-7: Se centra en las directrices de carga y los requisitos de eficiencia, optimizando el rendimiento del transformador en diversas condiciones de funcionamiento.
- IEC 60076-10: Describe los procedimientos de medición del nivel sonoro para garantizar el cumplimiento de las normas sobre emisiones sonoras.
- CEI 60296

La IEC 60296 es una norma fundamental que aborda específicamente los requisitos de los aceites para transformadores. Define los criterios de rendimiento y las metodologías de ensayo de los aceites aislantes, garantizando su eficacia para mantener las propiedades de aislamiento y refrigeración de los transformadores. Esta norma apoya la eficiencia operativa y la longevidad proporcionando directrices para la pureza del aceite, la estabilidad a la oxidación y otros atributos clave.

Estas normas de la CEI garantizan colectivamente que los transformadores funcionen de forma fiable, eficiente y segura, al tiempo que abordan las consideraciones medioambientales

y acústicas. Su adopción mundial pone de relieve su importancia en la armonización de las prácticas en diferentes regiones e industrias. (IEEE Avancing Technology fort Humanity 1984)

Para un mantenimiento general de una bahía de una subestación en el área de distribución o transmisión en transformadores monofásicos, trifásicos y de potencia se necesita una previa planificación para solicitar permisos para ejecutar trabajos y seccionar cargas para no perjudicar servicios eléctricos, así también se debe replicar los procedimientos correctos para ejecutar un mantenimiento a un banco de transformadores monofásicos con una secuencia periódica de pruebas eléctricas para determinar las condiciones del rendimiento que posee y analizar los diferentes resultados obtenidos.

En la presente se ejecutaron una serie de pruebas eléctricas a transformadores que están en disposición en el laboratorio de prácticas UTLA se tomó una muestra de pruebas para realizar el análisis de resultados registrados por el instrumento de medición megóhmetro con acompañamiento de personal a cargo de la universidad que se pueden visualizar a continuación en las siguientes figuras con números 64, 65, 66 y 67.

En las pruebas de aislamiento realizamos la toma de datos de placa, posicionamiento de instrumento de medición megóhmetro 6505 en el terreno y preparación de las primeras configuraciones para la inyección de tensión.

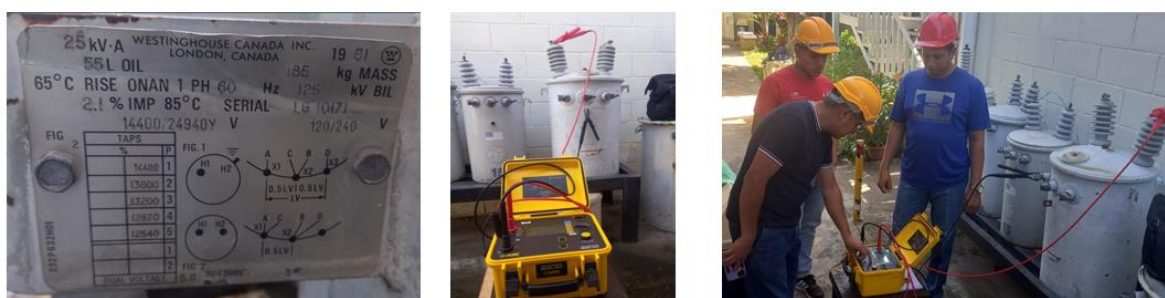


Figura 63. Toma de datos de placa y configuración de inyección de tensión, tiempos de inyección y conexiones de cables de poder Alto y Bajo.¹¹¹

¹¹¹ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:35 am, toma de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505

En las pruebas eléctricas se tomaron todas las medidas necesarias para el correcto uso del equipo conexiones de cables de alta y cables de baja para tener resultados evidentes sin falsos contactos al momento de conectar sus tenazas de presión en sus bushing primario, terminales a tierra de chasis bushin secundarios ya que el trasformador es clase C, se verifico que sus bobinas estuvieran internamente conectadas para tener una muestra de resultados sustitutivos relevantes al trasformador.



Figura 64. Muestra de pruebas eléctricas de resistencia de aislamiento en transformadores monofásicos clase C sin aceite al mismo nivel de piso¹¹²

Paso 1. Las pruebas se realizarán bajo las siguientes conexiones y condiciones:

- H1P – T (Terminal H1 del bushing primario del transformador y T terminal de tierra del transformador). Se aplicará un nivel de voltaje de 5000 V
- X1S -T (Terminal X1 del bushing secundario del transformador y T terminal de tierra del transformador). Se aplicará un nivel de voltaje de 500 V
- H1P- X1S (Terminal H1 del bushing primario del transformador y terminal X1 del bushing secundario del transformador).

¹¹² Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:40 am, toma de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505

Paso 2. Conexión del equipo con el transformador. Prueba H1P – T

Conecte el cable rojo de alto voltaje en el terminal + del instrumento.

Conecte el cable negro de alto voltaje en el terminal – del instrumento.

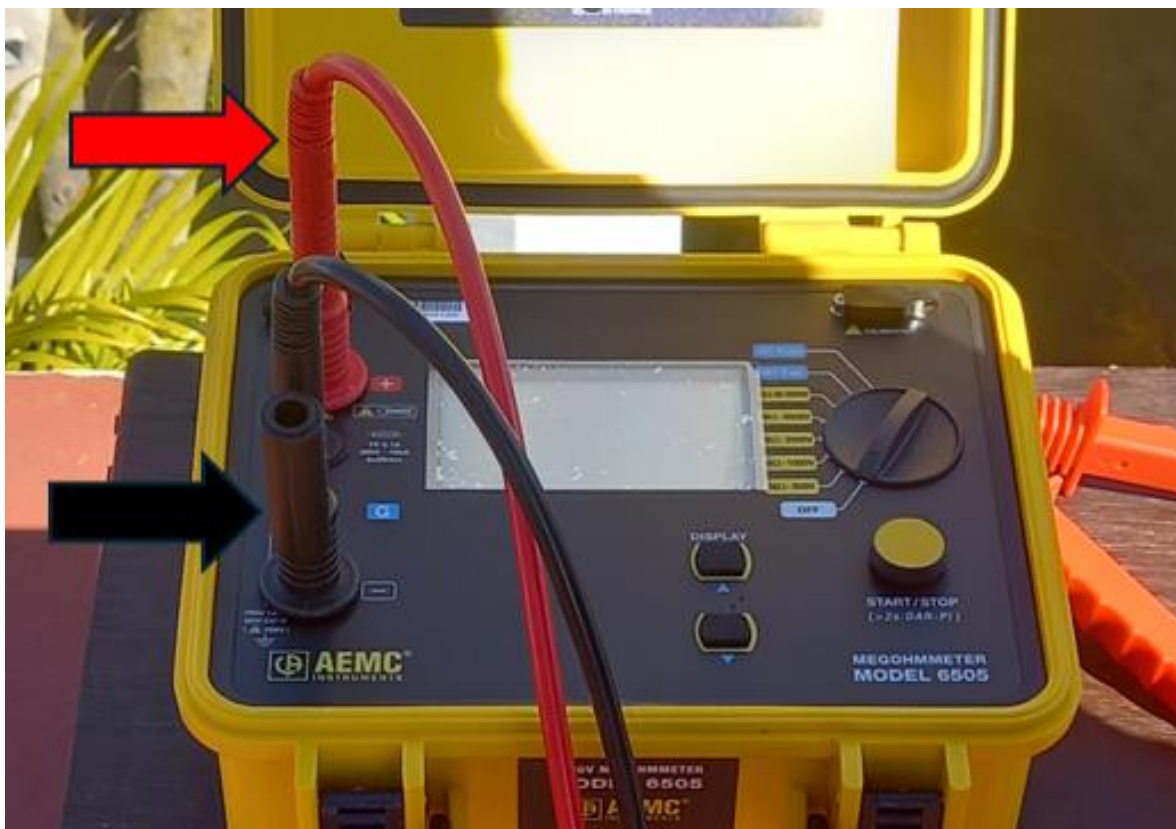


Figura 65. Instrumento de medición megóhmetro AEMC 6505¹¹³

¹¹³ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:25 am, toma de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505

Conecte el cable rojo de alto voltaje en el terminal H1 del transformador.

Conecte el cable negro de baja voltaje en el terminal T del transformador.

Figura 66. Medición de resistencia de aislamiento primario secundario.¹¹⁴



¹¹⁴ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:35 am, área en los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505

Paso 3. Una vez realizadas las conexiones, seleccione la tensión de prueba que para este caso será de 5000 V.

Figura 67. Perilla de selectora de inyección de tensión del megóhmetro¹¹⁵



Al encender el instrumento, se muestra lo siguiente:

- ✓ Estado de la batería.
- ✓ Tensión de prueba.
- ✓ Tensión presente en el objeto a probar.

¹¹⁵ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:35 am, área de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505

Paso 4. Pulse el botón INICIO/DETENER para iniciar la medición.

Figura 68. Botonera de accionamiento para iniciar prueba start /stop



- ✓ Durante las mediciones, el instrumento emitirá una alarma cada 10 segundos para alertar al usuario de que hay un alto voltaje.

Paso 5. Esta prueba se deberá realizar en un tiempo de 10 minutos y bajo los siguientes tiempos:

- ✓ Se deberán de tomar el primer valor iniciando con 30 s.
- ✓ Se deberán de tomar el segundo valor con 45 s.
- ✓ Se deberán de tomar el tercer valor con 1 minuto.
- ✓ Se deberán de tomar valores cada minuto, es decir al minuto 2, minuto 3, minuto 4 y así sucesivamente hasta llegar a 10 minutos.
- ✓ Al llegar a 10 minutos presione el botón START/STOP nuevamente para detener la medición. El instrumento continuará midiendo voltajes externos, pero el resultado de la prueba permanecerá visible en la pantalla principal.

Figura 69. Resultado de los valores medidos con el megóhmetro con la resultante del índice de polaridad.¹¹⁶



Paso 6. Anotar el resultado en la tabla de resultados finales.

Paso 7. Repetir la prueba para las conexiones X1S -T y H1P- X1S tomando en consideración las condiciones que se plantearon en el Paso 2.

Paso 8. Completar la siguiente tabla de resultados finales con los datos obtenidos en las tres pruebas realizadas.



Figura 70. Evidencia de resultados obtenidos de las pruebas eléctricas en configuración PH2/Tierra obtenidos en un periodo de tiempo de 10 minutos registrables.¹¹⁷

¹¹⁶ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:56 am, área de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505

¹¹⁷ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:56 am, área de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505



Figura 71. Evidencia de resultados obtenidos de las pruebas eléctricas en configuración PH2/SX1 obtenidos en un periodo de tiempo de 10 minutos registrables.¹¹⁸



Figura 72. Evidencia de resultados obtenidos de las pruebas eléctricas en configuración SX1/Tierra obtenidos en un periodo de tiempo de 10 minutos registrables.¹¹⁹

En la siguiente tabla 44 se pueden visualizar todos los resultados del índice de polaridad medido en secuencia de periodos de tiempos seccionados para un mantenimiento periódico general anual.

Por lo cual se tomó el muestreo de datos por medio de fotografías en tiempo real para llevar un margen y registro de los valores medidos, en las pruebas no se presentó ningún fenómeno anormal en los boninas ni en las partes externas del transformador por lo que se determinó que el lugar de trabajo es seguro para ejecutar las diferentes pruebas a cada uno de los transformadores.

Al finalizar por completo las pruebas eléctricas de resistencia de aislamiento se analizará los valores del índice de polaridad y se determinará el diagnóstico definitivo.

¹¹⁸ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:56 am, área de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505

¹¹⁹ Fotografía tomada el 19 de enero del 2025, hora 11:56 am, área de los laboratorios de la Universidad, Toma de mediciones con el instrumento de medición Megóhmetro 6505

REVISION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION													
FECHA: 19 de enero del 2025							TECNICO: Boris Mendoza, Josué Paredes, Guillermo flores						
DATOS GENERALES DE PLACA DEL TRANSFORMADOR													
KVA	Nº DE PILA	No DE SERIE	MARCA	VOLTAJE		POLARIDAD		Z%		AÑO DE FABRICACION			
25		LGI0I71	WESTINGHOUSE	14400 / 24940 120 / 240		SUSTRACTIVO		2.1		2000			
PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO IP / MATTO GENERAL													
TENSION	CONEXIÓN	INTERVALOS DE INYECCION / RESULTADOS (GΩ)											
		30seg.	45seg	1min	2min	3min	4min	5min	6min	7min	8min	9min	10min
(5000V)	H1P - T	8.33GΩ	8.39GΩ	9.30GΩ	9.84GΩ	10.03GΩ	10.24GΩ	10.53GΩ	10.74GΩ	10.95GΩ	11.09GΩ	11.25GΩ	11.47GΩ
(2500V)	H1P- X1S	10.32GΩ	11.59GΩ	12.36GΩ	13.8GΩ	14.37GΩ	14.72GΩ	14.88GΩ	15.08GΩ	15.33GΩ	15.39GΩ	15.47GΩ	15.53GΩ
(500V)	X1S -T	3.686GΩ	3.854GΩ	3.991GΩ	4.37GΩ	4.56GΩ	4.68GΩ	4.76GΩ	4.8GΩ	4.89GΩ	4.94GΩ	4.98GΩ	5.00GΩ
OBSERVACIONES: Los valores obtenidos del índice de polaridad tienen un margen aceptable según la norma IEEE 43-2013, sin embargo, los transformadores no tienen aceite interno, podemos analizar que el aislamiento de la bobina interna se mantiene con sus propiedades aislante es necesario realizarle un calentamiento de bobina para secar la humedad interna así también complementarlo con aceite dieléctrico nuevo de tal manera de mejorar la resistencia de aislamiento y cambiar sus bushing externos primarios. Importante mencionar que esta prueba solo determina el estado del aislamiento no determina un diagnóstico total del transformador.													

Tabla 44Tabla de resultados de resistencia de índice de polarización

4.4.5 REGISTRO DE VALORES EN IP GRAFICADOS OBTENIDOS POR EL EQUIPO DE MEDICIÓN MEGÓHMETRO.

En las siguientes graficas se visualizan lo parámetros medidos del índice de polaridad en ascenso en función de la tensión de inyección, evaluando el rendimiento en una trayectoria periódica a través del tiempo mostrando resultados que pueden mantenerse en el margen o elevar su resistencia de aislamiento.

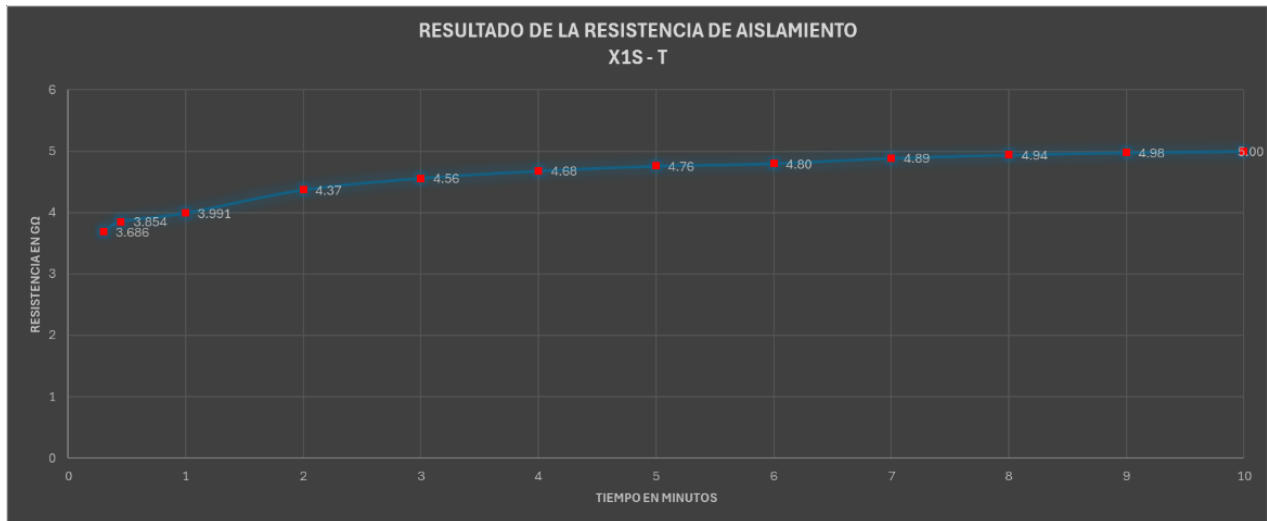
Grafica 1. Indicadores del rendimiento de la resistencia aislamiento en H1P-T.



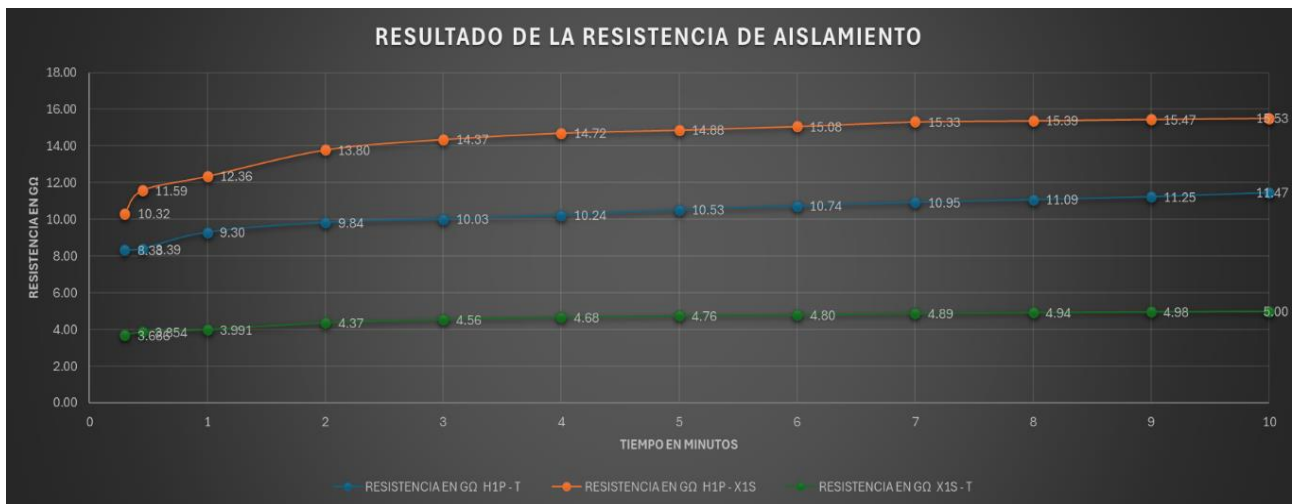
Grafica 2. Indicadores del rendimiento de la resistencia de aislamiento en H1P-XS1.



Grafica 3. Indicadores del rendimiento de la resistencia de aislamiento en XIS-T.



Grafica 4, Comparativo de las pruebas eléctricas obtenidas.



Análisis: El índice de polarización puede variar dependiendo de la tensión de inyección utilizada en la prueba de aislamiento. A medida que se incrementa la tensión de inyección, la corriente de fuga también puede aumentar, especialmente si hay humedad presente en el aislamiento. Es importante realizar la prueba con diferentes niveles de tensión para obtener una evaluación completa del estado del aislamiento. Es así como se evidencia en las gráficas que el IP está en parámetros ideales según las normativas dando como resultado un óptimo funcionamiento de las

máquinas estáticas bajo prueba tomando en cuenta la importancia de evaluar las condiciones del aislamiento en transformadores de distribución dichas pruebas brindan un parámetro que ayuda a prevenir fallos y optimizar las condiciones de operación del transformador.

4.4.6 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO

Es la capacidad que tiene un material aislante para oponerse al flujo de corriente eléctrica a través de él. La medición de la resistencia del aislamiento en equipos en servicio es una de las técnicas más antiguas utilizadas. La prueba de resistencia y otras en esta serie de pruebas eléctricas se realizan con un instrumento construido especialmente con bobinas de tensión y de corriente y un medidor calibrado para mostrar resultados en ohmios o $M\Omega$.

Es importante mencionar que existe una Serie de Mediciones con el megóhmetro (Resistencia de Aislamiento) (M.Horming J.Kelly 2005)

Este megóhmetro o Megger tiene un generador de corriente directa, que puede ser accionado manualmente o con un motor eléctrico, para producir una alta tensión CC que hace circular una pequeña corriente por el interior y por la superficie del aislamiento bajo prueba.

La corriente total por el interior y por la superficie del aislamiento tiene tres componentes:

1. Corriente de carga capacitiva.

Es la corriente que se inicia a un valor elevado y disminuye a medida que el aislamiento (capacitancia) se va cargando hasta alcanzar la tensión total.

2. Corriente de absorción dieléctrica.

La componente de la corriente resultante de la absorción dentro de materiales dieléctricos imperfectos se debe a varias polarizaciones. La más importante es la del tipo interfacial, que resulta del efecto de barrera en las interfaces de los materiales dentro de estructuras compuestas. También se puede conseguir la polarización dipolar al final del espectro en algunos tipos de aislamiento, que resulta de moléculas polares y cadenas moleculares. Esta energía hace que reaparezca la tensión en los electrodos o placas de un material dieléctrico después que la energía almacenada en la capacitancia se haya disipado por un cortocircuito y el corto haya sido retirado. (M.Horming J.Kelly 2005)

Debido a esto, debería mantenerse el cortocircuito en el aislamiento como mínimo por el tiempo de duración de la prueba.

3. Corriente de fuga.

La corriente de fuga es el componente más importante para evaluar la condición del aislamiento. La trayectoria de esta corriente puede ser a través del volumen del aislamiento o como fuga sobre su superficie. Este componente, a diferencia de los otros dos, representa una pérdida de corriente. Teóricamente, la corriente de fuga debería ser constante a lo largo del tiempo para cualquier valor de tensión aplicada. Esta constancia a lo largo del tiempo indica que el aislamiento bajo prueba puede soportar la tensión aplicada. Cualquier tendencia de esta corriente a aumentar con el tiempo cuando se aplica una tensión constante es una advertencia de que el aislamiento puede ser dañado si se continúa con esa misma tensión. (M.Horming J.Kelly 2005)

4.4.7. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO MÍNIMA.

Se puede determinar también la condición del sistema de aislamiento si la resistencia medida está por encima del valor calculado de resistencia mínima. Esto se hace principalmente para transformadores y se calcula antes del inicio de la serie de pruebas. Este número se convierte entonces en el punto de referencia con el que se compara la medición realizada al cabo del primer minuto.

Según la siguiente información, los valores de resistencia del aislamiento cercanos o inferiores a los mínimos calculados apuntan a probables problemas. En tal caso, se requiere aplicar un mantenimiento correctivo. (M.Horming J.Kelly 2005)

Anteriormente en la tabla 44 se representaron los datos típicos de la prueba de resistencia de aislamiento. Las mediciones se han registrado a 15, 30, 45 y 60 segundos; luego cada minuto hasta llegar a los 10 minutos.

4.4.8. ABSORCIÓN DIELECTRICA.

Las mediciones pueden graficarse en un papel log-log. La resistencia está coordinada con el tiempo y la curva resultante para un sistema de aislamiento en buen estado se mostrará con tendencia creciente en toda la duración de la prueba. Visualizar grafica 5.

4.4.9. ÍNDICE DE POLARIZACIÓN (IP).

El índice de polarización se puede determinar a partir de los datos de absorción dieléctrica mostrados en la gráfica 5. El índice de polarización, o la relación entre los valores de resistencia en el minuto diez y en el minuto uno, es una cantidad adimensional a menudo empleada para evaluar el aislamiento. Es una relación numérica y compensa el hecho de que o exista disponible información de pruebas anteriores. El índice de polarización será menor para el aislamiento en condiciones deplorables, ya que la corriente de fuga aumenta a una tasa más rápida con la contaminación o el aislamiento dañado que la corriente de absorción. (M.Horming J.Kelly 2005)

Gráfica 5. Pruebas de absorción dieléctrica de donde se puede calcular el índice de polarización (IP) (cortesía de Factory Mutual).



4.5. PARÁMETROS CLAVE QUE SE DEBEN CONSIDERAR PARA LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Y PÉRDIDAS DIELECTRICAS.

En el contexto se menciona y especifica que la unidad de medida de la resistencia de aislamiento es en ohmios. Se utiliza un medidor de resistencia de aislamiento para medir la resistencia eléctrica ofrecida por un equipo eléctrico o un material aislante. El medidor envía una corriente eléctrica a través del material y mide la resistencia ofrecida por el material.

Los valores recomendados de resistencia de aislamiento varían según el tipo de equipo y las normas aplicables. En general, en equipos Transformadores monofásicos se considera una medición aceptable en el rango de $5\text{ G}\Omega$ en intervalos de un minuto con una inyección de 2500V , así también los valores de resistencia de aislamiento se considera que una resistencia de aislamiento de al menos $1\text{ M}\Omega$ es aceptable para la mayoría de los equipos eléctricos y electrónicos. (M.Horming J.Kelly 2005)

La resistencia de aislamiento se puede mejorar utilizando materiales aislantes de alta calidad y siguiendo las normas y prácticas recomendadas para la instalación y el mantenimiento de equipos eléctricos y electrónicos. Además, es importante realizar pruebas periódicas de resistencia de aislamiento para asegurarse de que el aislamiento sigue siendo adecuado.

4.5.1. FACTORES QUE AFECTAN EL AISLAMIENTO: TEMPERATURA, HUMEDAD, ENVEJECIMIENTO.

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) cree que en el rango de temperatura de $80 \sim 140^\circ\text{C}$ para transformadores con aislamiento Clase A, la vida útil efectiva del aislamiento del transformador se duplicará si la temperatura aumenta en 6°C . Esta es la regla de los 6°C , que muestra la limitación del calor. Es más estricta que la regla de 8°C reconocida en el pasado.

Por lo que es importante recalcar que los transformadores de potencia están aislados con aceite y papel, y el contenido de agua en el aceite y el papel tiene diferentes curvas de equilibrio a diferentes temperaturas. En circunstancias normales, cuando sube la temperatura, la humedad del papel se separa en el estanque; de lo contrario, el papel absorberá la humedad del aceite.

La temperatura: así como la temperatura es alta, el contenido de humedad del aceite aislante en el transformador es mayor; por el contrario, el contenido de humedad es pequeño.

Cuando la temperatura es diferente, el grado de disolución de la celulosa y escisión de la cadena acompañada de la generación de gas es diferente. A cierta temperatura, la tasa de producción de CO y CO_2 es constante, es decir, el contenido de gas de CO y CO_2 en el aceite tiene una relación lineal con el tiempo. Cuando la temperatura continúa aumentando, la tasa de producción de CO y CO_2 tiende a aumentar exponencialmente. (M.Horming J.Kelly 2005)

Envejecimiento:

Por lo tanto, el contenido de CO y CO₂ en el aceite está directamente relacionado con el envejecimiento térmico del papel aislante, y el cambio de contenido puede usarse como uno de los criterios para determinar si la capa de papel en el transformador sellado es anormal.

La presencia de humedad acelerará la degradación de la celulosa del papel. Por lo tanto, la producción de CO y CO₂ también está relacionada con el contenido de agua del material celulósico. Cuando la humedad es constante, cuanto mayor sea el contenido de agua, más CO₂ se descompondrá. Por el contrario, cuanto menor es el contenido de agua, más CO se descompone. (M.Horming J.Kelly 2005)

La traza de humedad:

Es uno de los factores importantes que afectan las propiedades aislantes. La presencia de trazas de humedad en el aceite aislante tiene un gran daño a las propiedades eléctricas y físicas y químicas del medio aislante. La humedad puede hacer que disminuya el voltaje de descarga de la chispa del aceite aislante y aumente el factor de pérdida dieléctrica, lo que promueve el envejecimiento del aceite aislante y deteriora el rendimiento del aislamiento del transformador. La humedad de los equipos no solo reduce la fiabilidad operativa y la vida útil de los equipos eléctricos, sino que también provoca daños en los equipos e incluso pone en peligro la seguridad personal. (M.Horming J.Kelly 2005)

Un método utilizado para la determinación de agua en un líquido aislante es mediante un Titulador Volumétrico Karl Fischer de acuerdo con la norma ASTM D-1533, el resultado es presentado en ppm. Con el valor obtenido se puede estimar si el agua está disuelta o ha llegado a un punto en el que se encuentra en emulsión, o bien determinar si la presencia es normal o existe una filtración de humedad (por juntas rotas, fisuras en el tanque de expansión, falta o mal estado de la sílica gel, entre otros.) (M.Horming J.Kelly 2005)

4.5.2. DICTAMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

En las pruebas ejecutadas a los transformadores montados en poste dentro del edificio de laboratorios de la Universidad Técnica Latinoamericana se obtuvieron resultados con un margen al límite de los valores de tolerancia por lo que implica calidad y tipo de fabricante COOPER lo cual es un buen producto de fabrica pero ya posee 23 años de vida útil y posterior a eso se determinado que los trasformadores han sido utilizados y han operado en un largo periodo de

tiempo, perdiendo sus propiedades internas y necesita un previo mantenimiento correctivo, pruebas de aceite dieléctrico y posterior cambio además de eso un calentamiento de bobina para eliminar la humedad interna y restructuración de elementos de unión o conexión internos en desgaste para mejorar la resistencia de aislamiento por lo que las unidades medidas fueron 1.5 GΩ, estando al límite de los parámetros aceptables según la tabla de valores en la norma Colección de Normas IEEE para Transformadores de Distribución.

En los valores obtenidos en las pruebas eléctricas realizadas en los transformadores ubicados a nivel de piso dentro del edificio de laboratorios de la Universidad Técnica Latinoamericana, se mostraron con resultados medidos de 11.0 GΩ por lo que ellos no cuentan con aceite interno dieléctrico, se determinó que la bobina interna se encuentra cerrada y no cortada por algún desperfecto o desgaste, por lo cual es evidente que el tipo de fabricante WESTINGHOUSE es uno de los mejores productos en la industria, por lo que el transformador aún mantiene sus propiedades aislantes y es posible que el transformador al darle un mantenimiento correctivo y aplicándole el aceite que le corresponde en función de placa puede mostrar un margen de valores de resistencia de aislamiento más aceptables incluyendo una serie de medidas complementarias para elevar su resistencia de aislamiento las cuales incluye el recalentamiento de bobinas internas para eliminar humedad existente y restructuración de elementos de conexión y unión con desgaste progresivo.

El instrumento es un tipo especial de óhmetro en el que la batería de baja tensión sustituye por un generador de alta tensión, de forma que la medida de resistencia se efectúa con voltajes muy elevados. El megóhmetro consta de dos partes principales: un generador de corriente continua de tipo magnético -eléctrico, movido generalmente a mano por una manivela o electrónicamente, el megóhmetro electrónico, que suministra la corriente para llevar a cabo la medición, y el mecanismo del instrumento por medio de la cual se mide el valor de la resistencia que busca. Son dos imanes permanentes rectos, colocados paralelamente entre sí. El inducido del generador, junto con sus piezas polares de hierro, está montado entre dos de los polos de los imanes paralelos y las piezas polares y el núcleo móvil del instrumento se sitúan entre los otros dos polos de las imágenes.

El inducido del generador se acciona a mano, regularmente aumentándose su velocidad por medio de engranajes. Para los ensayos de resistencia de aislamiento, la tensión que más se usa es la de 500 voltios, pero con el fin de poder practicar ensayos simultáneamente a alta tensión, pueden

utilizarse tensiones hasta 2500 voltios, esto de acuerdo con el voltaje de operación de la máquina bajo prueba.

Según la comprensión de la Ley escrita de la ley de Ohm, que se anuncia en la ecuación siguiente, es la clave y el método para entender la prueba de aislamiento:

$$E=I \times R$$

Ecuación 5. Ley de Ohm.

En donde hemos reflejados anteriormente el entendimiento de los términos:

E= Voltaje en volts

I=Tensión en Amperios

R= Resistencia en Ohms

La teoría dada en Ley menciona que, para una resistencia a mayor voltaje, mayor corriente. Alternativamente, a menor resistencia, es la corriente que fluye con el mismo valor de voltaje.

4.5.3. PRACTICAS Y ENSAYOS RECOMENDADOS POR LA NORMA IEEE.

Resumen Técnico – IEEE Std 43-2013¹²⁰

La norma IEEE Std 43-2013 establece las prácticas recomendadas para la prueba de resistencia de aislamiento en máquinas rotativas, transformadores y otros equipos eléctricos, mediante el uso de un megóhmetro.

Propósito de la norma

Proporcionar procedimientos y criterios para evaluar la condición del sistema de aislamiento en equipos eléctricos, detectando humedad, contaminación o degradación del material aislante, y asegurando que el equipo sea seguro para operar.

¹²⁰ El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, Institute of Electrical and Electronics Engineers)- [IEEE - The world's largest technical professional organization dedicated to advancing technology for the benefit of humanity. | IEEE](#)

Tensión de prueba recomendada

Tabla 45. Niveles de tensión recomendadas bajo prueba.

Tensión nominal del equipo	Tensión de prueba DC recomendada
< 1 kV	500 V DC
1 kV – 2.5 kV	500 – 1000 V DC
2.5 kV – 5 kV	1000
5 kV – 12 kV	2500
12 kV – 15 kV	5000
> 15 kV	10 000 V DC o mayor
< 1 kV	500 V DC
1 kV – 2.5 kV	500 – 1000 V DC

Para transformadores monofásicos o de distribución (por ejemplo 13.2 kV o 23 kV), se suelen aplicar tensiones de 2.5 kV a 5 kV DC.

Tiempo de aplicación

La medición de la resistencia de aislamiento debe realizarse a los 60 segundos de haber aplicado la tensión de prueba. Este valor se conoce como IR(60s) o lectura a 1 minuto.

Índice de Polarización (PI)

El índice de polarización evalúa el estado del aislamiento comparando la resistencia a los 10 minutos con la de 1 minuto:

Tabla 46. Resultados de ensayos prácticos índice de polarización.

PI	Condición del aislamiento
< 1.0	Humedad o contaminación grave
1.0 – 1.5	Aislamiento deficiente o húmedo
1.5 – 2.0	Marginal, requiere secado o monitoreo
> 2.0	Aislamiento en buen estado

Criterios de aceptación

Como guía general, la norma establece que la resistencia mínima aceptable debe ser de al menos 1 MΩ por cada kV nominal del equipo:

$$✓ \quad R_{\min} = kV + 1 \text{ M}\Omega$$

Ejemplo: para un transformador de 13.8 kV, el mínimo aceptable es aproximadamente 14 MΩ a 40 °C. En equipos nuevos, los valores pueden superar fácilmente los 100 MΩ o más.

Corrección por temperatura

La resistencia de aislamiento disminuye al aumentar la temperatura. Los valores deben corregirse a una temperatura base de 40 °C usando factores de corrección. Ejemplo: 200 MΩ a 20 °C equivale aproximadamente a 100 MΩ a 40 °C.

Tabla de pruebas y datos generales

Tabla 47. Descripción de datos generales para analizar pruebas de resistencia.

Concepto	Descripción
Enfoque	Prueba de resistencia de aislamiento DC
Equipo utilizado	Megóhmetro (ej. AEMC 6505, Megger,
Voltaje de prueba	500 V – 10 kV DC según tensión nominal
Tiempo estándar	1 minuto
Parámetro adicional	Índice de Polarización (PI)
Corrección	Por temperatura a 40 °C
Aplicación	Motores, generadores, transformadores cables de potencia

Estándares y estados recomendados plasmados en el Manual del Megohmímetro Modelo 6505.

Los valores de PI y DAR se calculan de la siguiente manera¹²¹:

$PI = R\ 10\ \text{min} / R\ 1\ \text{min}$ (2 valores a registrar durante una medición duración 10 min).

$DAR = R\ 1\ \text{min} / R\ 30\ \text{s}$ (2 valores a registrar durante una medición duración 1 min).

Para el cálculo del PI, los tiempos de 1 y 10 min pueden ser modificados por el usuario, si es necesario, para una aplicación en particular. Visualizar los ajustes de indicadores de rendimiento.

Son especialmente útiles para controlar el deterioro del aislamiento de las máquinas o cables muy largos. En los artículos de este tipo, la medición se ve perturbada inicialmente por corrientes espurias (corriente de carga capacitiva, corriente de absorción dieléctrica) que cancelan gradualmente fuera.

Para medir con precisión el representante de la corriente de fuga del aislamiento, Son necesarias mediciones con duraciones largas.

La calidad del aislamiento está en función de los resultados encontrados.

Tabla 48. Calidad y estado de Aislamiento DAR/PI

DAR	PI	Estado del aislamiento
< 1.25	< 1	Inadecuado, incluso peligroso.
	< 2	
> 1.6	< 4	Bueno
> 1.6	> 4	Excelente

¹²¹ Megohmímetro Modelo 6505 - Manual del usuario en línea:
<https://www.manualslib.com/manual/2602884/Aemc-Instruments-6505.html?page=9#>

Código de prueba estándar IEEE para transformadores de distribución, potencia y regulación sumergidos en líquido.

Pruebas de resistencia de aislamiento

Las pruebas de resistencia del aislamiento se realizarán cuando se especifique. Las pruebas de resistencia de aislamiento se realizan para determinar la resistencia de aislamiento de devanados individuales a tierra o entre devanados individuales. Las pruebas de resistencia de aislamiento se miden comúnmente en megaohmios o se pueden calcular a partir de mediciones de voltaje aplicado y corriente de fuga mostrada por los instrumentos.

NOTA 1: la resistencia de aislamiento de los aparatos eléctricos tiene una importancia dudosa en comparación con la rigidez dieléctrica. Está sujeto a una amplia variación en el diseño, la temperatura, la sequedad y la limpieza de las piezas. Cuando la resistencia de aislamiento cae por debajo de los valores prescritos, en la mayoría de los casos de buen diseño y donde no existe ningún defecto, se puede llevar al estándar requerido limpiando y secando el aparato. Por lo tanto, la resistencia de aislamiento puede ser útil para indicar si el aparato se encuentra en condiciones adecuadas para la aplicación de la prueba dieléctrica.

NOTA 2—Los valores significativos de las pruebas de resistencia del aislamiento generalmente requieren alguna interpretación, dependiendo del diseño y la sequedad y limpieza del aislamiento involucrado. Cuando un comprador decide realizar pruebas de resistencia de aislamiento, se recomienda que los valores de resistencia de aislamiento se midan periódicamente (durante la parada de mantenimiento) y se representen gráficamente. Las variaciones sustanciales en los valores de resistencia de aislamiento trazados deben investigarse para y el por qué.

NOTA 3: las resistencias de aislamiento pueden variar con el voltaje aplicado, y cualquier comparación debe hacerse con mediciones al mismo voltaje.

¹²² IEEE STD C57.12.90-2021- IEEE STD C57.1290-2021 | PDF | Transformador | Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos

NOTA 4: bajo ninguna circunstancia se deben realizar pruebas mientras el transformador está bajo vacío.

Preparación para las pruebas

El espécimen de prueba deberá tener lo siguiente:

- a) Todos los devanados sumergidos en líquido aislante
- b) Todos los devanados en cortocircuito
- c) Todos los aisladores en su lugar Temperatura de los devanados y líquido aislante cerca de (la temperatura de referencia de) 20 °C

Instrumentación

La resistencia de aislamiento se puede medir utilizando el siguiente equipo:

- a) Una fuente de alimentación de CC de voltaje variable con medios para medir el voltaje y la corriente (generalmente en las pruebas de resistencia de aislamiento se deben realizar con todos los circuitos de igual voltaje sobre tierra conectados entre sí. (microamperios o miliamperios).
- b) Un megóhmetro

NOTA: los megóhmetros suelen estar disponibles con voltajes nominales de 500 V, 1000 V y 2500 V; El equipo de prueba aplicado de CC está disponible a voltajes más altos.

Tensión para aplicar

NOTA 1. Las descargas parciales no deben estar presentes durante las pruebas de resistencia de aislamiento porque pueden dar como resultado valores erróneos de resistencia de aislamiento.

NOTA 2: cuando las mediciones se realicen con voltajes de CC que excedan el voltaje de operación rms del devanado involucrado (o 1000 V para un devanado en estrella sólidamente conectado a tierra), se puede emplear un espacio de alivio para proteger el aislamiento.

Procedimiento

Las pruebas de resistencia de aislamiento se deben realizar con todos los circuitos de igual voltaje sobre tierra conectados entre sí. microamperios o miliamperios)

Los circuitos o grupos de circuitos de diferente tensión sobre tierra se deben ensayar por separado. Ejemplos de procedimientos incluyen los siguientes:

- a) Alta tensión a baja tensión y tierra, baja tensión a alta tensión y tierra.
- b) El voltaje se debe aumentar en incrementos, normalmente de 1 kV a 5 kV, y se debe mantener durante 1 min mientras él se lee la corriente.
- c) La prueba debe suspenderse inmediatamente si la corriente comienza a aumentar sin estabilizarse.

Criterios técnicos de distribuidoras eléctricas CAESS y DELSUR Las normas que respaldan los valores aceptables son la IEEE C57.12.90 y la IEEE Std 43-2013, así también los resultados recomendados por criterios de personal analista y técnico encargado de ejecutar pruebas de resistencia de aislación se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 49. Criterios y margen de valores de resistencia de aislamiento recomendados por distribuidoras electricas.

Valor recomendado	Norma IEEE	Criterio técnico Norma /
1GΩ	C57.12.90/ Std 43-2013	Bueno
Valor recomendado	Norma IEEE	Criterio técnico Norma /
5GΩ	Margen adicional aplicado por AES/CAESS	(Bueno) dar tratamiento de (recomendado lavado interno y cambio de aceite recalentamiento de bobina).
5GΩ	Margen adicional aplicado por DELSUR	(Bueno) dar tratamiento de (recomendado lavado interno y cambio de aceite recalentamiento de bobina).

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el contexto se realizó el análisis previo de muchos requerimientos que implican en buen rendimiento de un transformador monofásico, sin embargo es necesario la aplicación de otras pruebas eléctricas de igual importancia como la de resistencia de aislamiento que podemos dar a conocer en las siguientes conclusiones y recomendaciones ya que en este documento solo está contemplado darle seguimiento a pruebas eléctricas de resistencia de aislamiento por lo cual no determinan diagnóstico total del transformador pero si lo exigido en Norma IEEE STD 43-2013, así también establece las prácticas recomendadas para la prueba de resistencia de aislamiento y proporcionar procedimientos y criterios para evaluar la condición del sistema de aislamiento en equipos eléctricos, detectando humedad, contaminación o degradación del material aislante, y asegurando que el equipo sea seguro para operar.

5.1 CONCLUSIONES

1. Se realizó el estudio en laboratorio de la universidad, en base a las pruebas de resistencia de aislamiento entre los bobinados de un transformador de distribución y fue efectiva con lo cual podemos implementar las guías de laboratorio para que los estudiantes realicen sus prácticas.
2. Se donará a la universidad un equipo probador de aislamiento AEMC 6505 para realizar las mediciones de resistencia de aislamiento a transformadores monofásicos.
3. Se realizaron pruebas en laboratorio y con ello se pudo evaluar el funcionamiento del equipo AEMC 6505 además de analizar los resultados de las pruebas de las cuales se pudo concluir que se puede implementar su uso en las prácticas de laboratorio siguiendo los procedimientos correctos.
4. Se elaboraron guías prácticas para hacer uso del equipo, además de la descripción de los procedimientos para poder realizar las pruebas de resistencia de aislamiento en el laboratorio.
5. Los resultados de la prueba de resistencia de aislamiento confirman que el transformador mantiene propiedades dieléctricas en excelente estado, con valores superiores a los exigidos por la IEEE STD 43-2013 e interpretables según sus

criterios, No obstante, considerando que el transformador no contiene aceite dieléctrico y ha permanecido inactivo por largo tiempo este resultado no define un diagnóstico total del transformador.

6. En las pruebas ejecutadas a los transformadores montados en poste se obtuvieron resultados con un margen de 1.5 GΩ.
7. Los transformadores monofásicos no se pueden energizar sin aceite interno dieléctrico ya que este mantiene en proceso de enfriamiento manteniendo la circulación interna del flujo de energía en las bobinas.
8. Con este tipo de herramientas la universidad podrá desarrollar en los estudiantes de la UTLA la capacidad de realizar e interpretar resultados de pruebas de resistencia de aislamiento a transformadores monofásicos.
9. Las guías de laboratorio para pruebas de aislamiento serán de gran utilidad ya que en ellas están los procedimientos para realizar pruebas con las conexiones correctas y seguras, antes de inyectar los voltajes requeridos.
10. Con este equipo se podrán realizar pruebas de aislamiento a transformadores monofásicos después de una condición de falla y poder saber si su estado está dentro de los parámetros exigidos por la IEEE STD 43-2013 e interpretados con criterios de la norma exponiendo que los valores obtenidos solo determinan el estado del aislamiento, esta prueba no determina el estado total del transformador.
11. En base a las pruebas de campo realizadas se pudo evidenciar que la resistencia del aislamiento entre los bobinados de un transformador monofásico va incrementando su valor a medida que transcurre el tiempo de dicha prueba hasta alcanzar un valor estable después de transcurrir el período establecido en variables de un minuto.
12. Los valores de los resultados esperados de las pruebas deben de estar de preferencia en el rango de los GΩ para poder dar por aceptado un equipo.
13. Para poder realizar las pruebas de aislamiento se debe de tener el equipo completamente desconectado y libre de potencial, además del etiquetado.
14. Se deberá hacer uso de guantes, lentes y demás implementos para cumplir con las normas de seguridad y evitar lesiones al personal, así como daños materiales.

5.2. RECOMENDACIONES

1. En los casos de valores bajos en el aislamiento en un transformador, es necesario realizar proceso al aceite mineral con el objeto de extraer la humedad mediante el uso de máquina filtradora de aceite.
2. En transformadores clase C se recomienda aplicar un proceso de calentamiento o secado térmico de las bobinas para eliminar la humedad interna, reponer el aceite dieléctrico nuevo para restablecer la capacidad de disipación térmica y reforzar el aislamiento, reemplazar los bushings primarios externos para garantizar continuidad dieléctrica y evitar descargas superficiales
3. Si se da el caso de que un transformador presente valores de resistencia de aislamiento demasiado bajos en el orden de los $M\Omega$ se debe de sustituir el equipo.
4. Si al momento de inyectar el voltaje de prueba al transformador usualmente en el orden de los 500 V por un lapso de 1 minuto, esta tensión se hace cero al instante, es decir no se mantiene por el tiempo requerido, entonces significa que hay un problema grave en algún devanado y se debe revisar las condiciones cuidadosamente.
5. Antes de inyectar tensiones de prueba al transformador, se debe asegurar que no hay conexiones externas en contacto con el equipo para evitar daños materiales o lesiones al personal.
6. Al manejar el equipo de prueba se deben de hacer uso de todos los implementos de protección personal.
7. Evitar la operación del equipo probador resistencia de aislamiento bajo condiciones atmosféricas no recomendadas tales como clima lluvioso, o con excesiva humedad en el ambiente.
8. Realizar una buena inspección visual de los elementos del instrumento de medición antes de utilizarlo validando que este completo con sus cables de inyección de alta y de baja, pantalla digital en buen estado que pueda mostrar valores legibles, así también validar que no estén cortados o lastimados de su cable protector aislante que pueda inducir un contacto directo al operador con la con la inyección de tensión.
9. Visualizar antes de utilizar con un tiempo planificado la carga del instrumento de medición al 100%, ya que, al no estar cargado completamente por 4 horas, los resultados de las pruebas reflejaran valores no precisos en función de la tensión

inyectada necesaria, con esto se busca que el valor de tensión de prueba de 500V ,2500V y 5000V en cada configuración sea compensada.

10. Realizar pruebas de continuidad en los tres cables de poder para garantizar que los resultados no sean erróneos.
11. Validar la prueba de calibración del instrumento de medición de fábrica y validar certificado de pruebas de laboratorio del NIST y planificar la adicional prueba de calibración anual para el cumplimiento de las pruebas.

CAPÍTULO VI. ANEXOS.

En el siguiente capítulo se muestra la realización del historial de palabras técnicas y conceptos analíticos de prueba utilizados en el contexto del trabajo de graduación basado en los ensayos eléctricos de resistencia de aislamiento con el instrumento de medición megóhmetro AEMC 6505, así también documentación y factibilidad de todo el proceso de la adquisición del instrumento de medición, calibración y certificaciones de catálogos.

6.1 GLOSARIO.

Ajuste: Operación destinada a hacer que un instrumento de medición tenga un desempeño compatible con su uso.

Ampere: Unidad de intensidad de la corriente eléctrica del Sistema Internacional, de símbolo *A*, que equivale a la intensidad de una corriente eléctrica constante que, al fluir por dos conductos paralelos.

Askarel: Conocidos como PCBs, Son Bifenilos Polyclorados los cuales pertenecen a la familia de los hidrocarburos clorados.

Calibración: Procedimiento de comparación entre lo que indica un instrumento y lo que debería indicar de acuerdo con un patrón de referencia con valor conocido.

Calidad: Se habla de calidad cuando un producto o un servicio satisfacen los requerimientos y expectativas de un cliente.

Celulosa: Principal componente de las paredes celulares de los árboles con altas propiedades aislantes.

Compuesto organoclorado: Conocido también como hidrocarburo clorado, clorocarbono o compuesto orgánico clorado y es un compuesto por un esqueleto de átomos de carbono, en el cual, algunos de los átomos de hidrógeno unidos al carbono, han sido reemplazados por átomos de cloro.

Corriente de fuga: Se refiere a la corriente inducida que se genera alrededor del material aislante bajo la acción de un campo eléctrico.

Curva de la bañera: Modelo que representa la probabilidad de que un transformador falle a lo largo de su vida útil y tomar medidas para evitarlo.

Desgasificar: Eliminar o extraer los gases disueltos en un líquido.

Despolimerización: es tanto la reacción contraria a la polimerización, como un mecanismo alternativo a una reversión, pero que disminuye el peso molecular de los polímeros.

Devanado: Es un enrollamiento de alambre que se coloca alrededor del núcleo del transformador. Los devanados son fundamentales para la transformación de la tensión y la corriente.

Dieléctrico: Material con alta resistencia al flujo eléctrico utilizado generalmente como aislante.

Deriva: variación lenta de una característica metrológica de un instrumento de medición.

Error de medición: Resultado de una medición menos el valor verdadero del mensurando.

Escala de un instrumento: Conjunto ordenado de marcas, asociado a cualquier numeración disponible que hacen parte de un sistema mostrado por un instrumento de medición.

Furanos: Son subproductos de la degradación del papel aislante de los transformadores eléctricos, su presencia en el aceite aislante indica envejecimiento y deterioro en el papel. El análisis de furanos es una herramienta para controlar el estado del papel aislante y la vida útil del transformador.

Incertidumbre: Circunstancia de desconocimiento acerca de lo que sucederá en el futuro o estimación del posible error en una medida.

Instrumentos: Objeto fabricado, o formado por una combinación de piezas, sirve para realizar trabajo de actividad manual, además sirve para medir, controlar o registrar algo.

Justeza (de un instrumento de medida): Aptitud de un instrumento de medida para dar indicaciones exentas de error sistemático.

Ley de Faraday: También conocida como la ley de inducción electromagnética. Establece que la tensión eléctrica inducida es proporcional a la variación del flujo magnético.

Longitud: distancia que separa dos puntos en el espacio.

Medir: El acto de determinar el valor de una magnitud.

Mensurando: Magnitud particular sujeta a medición, (lo que se va a medir).

NIST: Instituto Nacional de Normas Y Tecnología es una organización autorizada para proporcionar servicios de medida de calibración.

Núcleo: Es la parte central del transformador por donde circula el campo magnético.

Numeración de la escala: Conjunto ordenado de números asociados a las marcas de la escala.

Patrón: Representación física de una unidad de medición. Una unidad se realiza con referencia a un patrón físico arbitrario. b). Persona que emplea obreros en su propiedad o negocio, en especial en trabajos de tipo manual.

Precisión: Concordancia entre la magnitud medida y el valor de referencia o fidelidad de un dato, cálculo, medida, expresión, etc.

Pruebas eléctricas: Son procedimientos que evalúan el funcionamiento, la seguridad y la integridad de los transformadores. Se realizan de forma periódica o ante situaciones especiales.

Repetibilidad: Es repetir la misma medición con los mismo instrumentos, condición, tiempo e incluso personal.

Reproducibilidad: Es la incertidumbre de los resultados de una medición repetida de un mismo mensurando, bajo condiciones diferentes, (instrumentos, personal tiempo, sitio), entre otros.

Segundo: Unidad de tiempo en el Sistema Internacional de Unidades, el Sistema Cegesimal de Unidades y el Sistema Técnico de Unidades. Su símbolo es s.

Sensibilidad: Cambio en la respuesta de un instrumento de medición dividido por el correspondiente cambio del estímulo.

Tiempo de respuesta: Intervalo de tiempo que comprende el instante en el cual una señal de entrada es sometida a un cambio brusco especificado y el instante en el cual la señal de salida alcanza dentro de límites especificados un valor en régimen estable y sostenido.

Transformadores de instrumento: Son dispositivos que se utilizan para medir magnitudes eléctricas como la corriente, el voltaje en valores estandarizados. Aíslan y protegen los equipos de medida y protección de los altos niveles de tensión del sistema primario.

Transformador monofásico: Dispositivo que convierte la energía eléctrica de una sola fase a otra, tiene dos devanados enrollados alrededor de un núcleo magnético: primaria y secundaria.

Trazabilidad: Propiedad del resultado de una medición, tal que pueda relacionarse con referencias determinadas, generalmente nacional e internacionales por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones.

Unidad de medida: Magnitud particular, definida y adoptada por convención, con la cual se comparan las otras magnitudes de la misma naturaleza para expresar cuantitativa mente su relación con esta magnitud.

Valor nominal: Valor aproximado de una característica de un instrumento de medición que auxilia en su utilización.

Valor verdadero: Referencia general que se aplica al valor deseado para una medición. Ya que el valor verdadero en si no existe.

6.2. FOTOGRAFÍAS.

CARTA DE ENTREGA DE EQUIPO MEGÓHMETRO AEMC MODELO 6505 PROBADOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Santa Tecla, 18 de diciembre del 2025

ING. ROOSELVET ADOLFO OSORIO
SECRETARIO GENERAL
UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA
PRESENTE:

Atención a: Ing. José Wilfredo Martínez López.

Por este medio se realiza la entrega del equipo probador de resistencia de aislamiento equipo Megóhmetro AEMC modelo 6505 para el desarrollo y conocimiento de las prácticas realizadas en la tesis acompañado de su calibración anual para su correcto y conveniente uso en las instalaciones del laboratorios de la Universidad Técnica Latinoamericana.

A continuación, se presenta a detalle los complementos del equipo a entregar:

Ítem	Descripción	Cantidad
1	Cable de alta (rojo)	1
2	Cable de baja (negro)	1
3	Cable de tierra (Guarda)	1
4	Cable de la fuente A/C	1
5	Megóhmetro AEMC 6505/serie 108101YJDV	1
6	Bolso negro	1

Recibido:

Ing. José Wilfredo Martínez López

F. 

Entregado por:

F. 

Guillermo Ulises Flores Calles

Nº Carnet: 0205919

F. 

Boris Vladimir Mendoza

Nº Carnet: 0203619

F. 

Josué David Paredes
Hernández

Nº Carnet: 0203018



Figura 73. Adquisición de equipo y recibido.



Figura 74. Instrumento en físico validación de funcionamiento Megóhmetro

MEGOHMMETERS

5000 V DIGITAL/ANALOG



MODEL 6505

Contributes to the safety of electrical installations and equipment



SCAN TO
LEARN
MORE

TRUE MegOhmmeter®

FEATURES

- True Megohmmeter®
- Simple operation
- Test voltage selections of (500, 1000, 2500 and 5000) V
- Insulation measurements from 10 kΩ to 10,000 GΩ (10 TΩ)
- Adjustable and programmable test voltage (40 to 5100) V
- Automatic calculation of DAR and PI values
- Direct measurement and display of capacitance and leakage current
- Display resistance, test voltage and run time
- Programmable PI ratio times
- Automatic test inhibition (if live sample > 40 % of test voltage)
- Automatic discharge and display of discharge voltage
- Large backlight LCD dual-display with time, voltage and measurements shown
- Rugged, dual wall, water-resistant field case
- Designed and built to IEC safety standards

PRODUCT INCLUDES

Extra large classic tool bag, set of (3) 10 ft color-coded leads with clips (5000 V) (red/black/blue), (1) blue guard terminal jumper lead, fuse 0.1 A 380 V, rechargeable battery pack (InstaVed), US 115 V power cord, and user manual.



CAT. #	DESCRIPTION
2130.18	Megohmmeter Model 6505 (Digital, with Analog Bargraph, Backlight, (500, 1000, 2500, 5000) V, Auto DAR/PI)

MODEL	6505
INSULATION TESTS	
Test Voltage / Range	500 V 10 kΩ to 2000 GΩ (2 TΩ) 1000 V 10 kΩ to 4000 GΩ (4 TΩ) 2500 V 10 kΩ to 10,000 GΩ (10 TΩ) 5000 V 10 kΩ to 10,000 GΩ (10 TΩ)
User Programmable Test	(40 to 1000) V: 10 V increments (1000 to 5100) V: 100 V increments
Short Circuit Current	< 1.8 mA ± 5 %
Accuracy	10 kΩ to 399.9 GΩ ± 5 % of Reading ± 3 cts 400 GΩ to 10 TΩ ± 15 % of Reading ± 10 cts
DAR (1 min / 30 s)	0.02 to 50.00
PI (10 min / 1 min & User Programmable)	0.02 to 50.00
Capacitance Measurement	(0.001 to 49.99) μF; Max resolution 1 nF
Leakage Current Measurement	0.00 nA to 3 mA; Max resolution 1 pA
Programmable PI Ratio Times	(1 to 60) min
Discharge After Test	Yes, automatic
Discharge Voltage Display	Yes
Voltage Test / Safety Check	2500 Vac / 4000 Vac (16 to 42) Hz / 1 V Resolution
Voltage Warning Indicator	Yes > 25 V
Test Inhibition	> 40 % of test voltage
Guard Terminal	Yes
ELECTRICAL	
Power Supply	(1) 9.6 V NiMH battery pack (included); Line power: (85 to 256) Vac (50 / 60) Hz
SAFETY	
Safety Rating	EN 61010-1, 1000 V CAT II

Consult factory for NIST Calibration prices.

ACCESSORIES/REPLACEMENTS

- CAT. #2133.73 Extra Large Tool Bag
- CAT. #2960.21 9.6 V rechargeable NiMH battery pack
- CAT. #2161.30 Lead - Replacement Set of 3, 10 ft 5kV w/ integral clips
- CAT. #2161.31 Lead- Replacement 1 ft 5kV blue jumper lead
- CAT. #2161.32 Lead - Set of 3, 25 ft 5kV w/ integral Clips
- CAT. #2161.33 Lead - Set of (3), 45 ft (5 kV) w/ integral clips
- CAT. #2119.84 Fuse - Set of (3), 0.1 A, 380 V, 5 x 20, 10 kA
- CAT. #5000.14 Power Cord 115 V US Plug

100 www.aemc.com

Technical Assistance (800) 343-1391
© 2024 Chauvin Arnoux®, Inc. d.b.a. AEMC® Instruments. All Rights Reserved.

Vol. 24 Rev. 80 06/2024



Figura 75. Catalogo y especificación de instrumento megóhmetro

MEGOHMMETERS SELECTION CHART

AEMC® MODEL NUMBER	CAT. #	TEST VOLTAGE	INSULATION RANGE	RESISTANCE RANGE	CONTINUITY RANGE	CAPACITANCE RANGE	VOLTAGE DETECTION	POWER SOURCE	DISPLAY	DATANVIEW® SOFTWARE
6003	2126.52	250 V 500 V 1000 V	(1 to 500) MΩ (1 to 500) MΩ (10 to 5000) MΩ	—			600 Vac	Hand-cranked	Analog	No
6022	2155.51	250 V 500 V 1000 V	50 kΩ to 10 GΩ 100 kΩ to 20 GΩ 200 kΩ to 40 GΩ	—	10 Ω	—	700 Vac/Hz	(5) AA Alkaline Batteries	Digital/ Analog	No
6027	2126.53	250 V 500 V 1000 V	1 kΩ to 4 GΩ	400 kΩ	400 Ω	—	600 Vac 1000 Vac	(5) AA Alkaline Batteries	Digital/ Analog	No
6029	2126.55	50 V 100 V 250 V 500 V 1000 V	(0.010 to 420) MΩ (0.020 to 420) MΩ (0.050 to 420) MΩ (0.100 to 4200) MΩ 0.20 MΩ to 11 GΩ	(0 to 420) kΩ	(0 to 40) Ω (200 mA test current ≤ 2 Ω)	—	700 Vac 700 Vac/Hz	(5) AA Alkaline Batteries	Digital	No
6026	2155.53	50 V 100 V 250 V 500 V 1000 V	10 kΩ to 10 GΩ 20 kΩ to 20 GΩ 50 kΩ to 50 GΩ 100 kΩ to 100 GΩ 200 kΩ to 200 GΩ	1000 kΩ	(10, 100) Ω	0.1 n to 10 μF	700 Vac/Hz	(5) AA Alkaline Batteries	Digital/ Analog	Yes
6034	2155.55	10 V 25 V 100 V 250 V 500 V	2 kΩ to 1 GΩ 5 kΩ to 2 GΩ 10 kΩ to 10 GΩ 50 kΩ to 25 GΩ 100 kΩ to 50 GΩ	1000 kΩ	(10, 100) Ω	—	700 Vac/Hz	(5) AA Alkaline Batteries	Digital/ Analog	Yes
6036	2155.56	10 V 100 V	2 kΩ to 20 GΩ	1000 kΩ	(10, 100) Ω	—	700 Vac/Hz	(5) AA Alkaline Batteries	Digital/ Analog	No
6036 ESD Floor Kit	2155.57	(variable in 1 V steps)								
1060	2130.03	50 V 100 V 250 V 500 V 1000 V	2 kΩ to 200 GΩ 4 kΩ to 400 GΩ 10 kΩ to 1 TΩ 20 kΩ to 2 TΩ 40 kΩ to 4 TΩ	400 kΩ	40 Ω	(0.005 to 4.999) μF	1000 Vac/Hz	Rechargeable NiMH Battery	Digital/ Analog	Yes
6001	2130.18	500 V 1000 V 2500 V 5000 V	10 kΩ to 2 TΩ 10 kΩ to 4 TΩ 10 kΩ to 10 TΩ 10 kΩ to 10 TΩ	—	—	(0.001 to 49.99) μF	2500 Vac 4000 Vac	Rechargeable NiMH Battery	Digital/ Analog	No
1000	2130.20	500 V 1000 V 2500 V 5000 V	10 kΩ to 2 TΩ 10 kΩ to 4 TΩ 10 kΩ to 10 TΩ 10 kΩ to 10 TΩ	—	—	(0.001 to 49.99) μF	2500 Vac 4000 Vac	Rechargeable NiMH Battery	Digital/ Analog	No
1060	2130.21	500 V 1000 V 2500 V 5000 V	10 kΩ to 2 TΩ 10 kΩ to 4 TΩ 10 kΩ to 10 TΩ 10 kΩ to 10 TΩ	—	—	(0.001 to 49.99) μF	2500 Vac 4000 Vac	Rechargeable NiMH Battery	Digital/ Analog	Yes
6000	2130.31	500 V 1000 V 2500 V 5000 V 10,000 V	10 kΩ to 2000 GΩ 10 kΩ to 4000 GΩ 10 kΩ to 10,000 GΩ 10 kΩ to 15,000 GΩ 10 kΩ to 25,000 GΩ	—	—	(0.001 to 19.99) μF	2500 Vac 4000 Vac	Rechargeable NiMH Battery	Digital/ Analog	Yes
6001	2130.32	500 V 1000 V 2500 V 5000 V 10,000 V 15,000 V	10 kΩ to 2000 GΩ 10 kΩ to 4000 GΩ 10 kΩ to 10,000 GΩ 10 kΩ to 15,000 GΩ 10 kΩ to 25,000 GΩ 10 kΩ to 30,000 GΩ	—	—	(0.001 to 19.99) μF	2500 Vac 4000 Vac	Rechargeable NiMH Battery	Digital/ Analog	Yes

Consult factory for NIST Calibration prices.



Vol. 24 Rev 00 08/2024

Technical Assistance (800) 343-1391
© 2024 Chauvin-Arroux, Inc. d.b.a. AEMC® Instruments. All Rights Reserved.

www.aemc.com

103

Figura 76. Catalogo y especificación de instrumento megóhmetro Hoja 2

J. Francisco Miranda

Calle del Egeo # 16, Jardines de Guadalupe

Antiguo Cuscatlan, La Libertad

Registro Fiscal # 29679-1

Tel.: (503) 2243-6743, Fax.: (503)2243-1368

PROFORMA # 241031.1 DLSR

Fecha: 31 de octubre de 2024

Atención: Guillermo Flores

Forma de Pago			Entrega	Tiempo de Entrega	Validez de oferta	
anticipo 50%			En nuestra oficina	ver item	30 días	
contra entrega 50%						
Cant.	Unidad	No. Orden	Descripción		Unitario	Total
1	pza		MEGOHMMETRO (CALIBRACION DE FABRICA) MARCA: AEMC MODELO: 6505 Tiempo de entrega 3-4 semanas ALTERNATIVA		\$ 3,559.50	\$ 3,559.50
1	pza		MEGOHMMETRO (CALIBRACION NIST) MARCA: AEMC MODELO: 6505 Tiempo de entrega 4-6 semanas		\$ 3,847.65	\$ 3,847.65

Garantía de 1 año a partir de la entrega por defectos de fabrica


J. Francisco Miranda.

Precio Incluye I.V.A.

Figura 77. Cotización de instrumento de medición 1



25 Av. Norte #1025 San Salvador, El Salvador.



COTIZACIÓN

Asesor: CARLOS ROSEMBERG MARÍN

Tel.: +503 2249-3911 Cel.: +503 6144-4433

carlos.marin@sesa-cv.com.sv

NÚMERO: GUS7245U

FECHA: 05/07/2024

VÁLIDO HASTA: 10/07/2024

DATOS DEL CLIENTE

Empresa:

Nombre: Guillermo Calles

Proyecto: suministros de accesorios para conectar pad mounted

Teléfono:

Correo:

DETALLE DE PRODUCTO

CODIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES	PRECIO	TOTAL
1060	Catálogo 2130.03 - Modelo 1060 Megohmmeter Model 1060 (Digital, Analog Bargraph, Alarm, Timer, 50V, 100V, 250V, 500V, 1000V, Auto DAR/PI, Res., Continuity, RS-232 w/DataView® Software, 128kB Memory)	1	\$ 2,830.00	\$2,830.00
6505	Catálogo 2130.18 - Modelo 6505 Megohmmeter Model 6505 (Digital, Analog Bargraph, Backlight, 500V, 1000V, 2500V, 5000V, Auto DAR/PI)	1	\$ 3,120.00	\$3,120.00

	SUB-TOTAL	\$5,950.00
	IVA % 13%	\$ 773.50
	TOTAL	\$6,723.50

Firma de responsable y sello:

CONDICIONES

Tiempo de entrega:	DE 6 A 8 SEMANAS
Forma de pago:	50% DE ANTICIPO 50% CONTRA ENTREGA
Validez de la Oferta:	10 DIAS HÁBILES
Nota importante:	ENTREGA EN OFICINAS SESA DE C.V.

CONDICIONES ESPECIALES

Si el cliente requiere adquirir un certificado de calibración "rastreadable NIST", se suma aproximadamente una semana, por el proceso de metrología. Y se tiene que considerar lo siguiente: US\$98 para el 1060 mas IVA, \$130 para el 6505 mas IVA.	
AEMC EL SALVADOR es una marca representada por SUMINISTROS ELECTROMECAÑICOS S.A. DE C.V.	(SESA de CV).

Figura 78. Cotización de instrumento de medición 2



J. FRANCISCO MIRANDA
 Giro: Servicios Profesionales y Científicos NCP
 Venta de Equipo e Instrumentos de uso Profesional y Científico
 y Aparatos de medida y Control
 Calle El Egeo #16, Col. Jardines de Guadalupe
 Antiguo Cuscatlán, La Libertad.
 Tels.: 2243-6743 / 2243-1368 Correo: jfmreps@gmail.com
 Guillermo Ulises Flores, Josue David Paredes, Boris Vladimir Mendoza

FACTURA
 SERIE: 200VCD00F
Nº 0005
 REGISTRO No: 29679-1
 NIT: 1010-200456-001-4
 DUI: 02010255-5

CLIENTE: _____ FECHA: 13 de diciembre de 2024

DIRECCION: _____

NIT: _____ VENTA A CUENTA DE: _____

CANT.	DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO	VENTAS NO SUJETAS	VENTAS EXENTAS	VENTAS AFECTAS
1	MEGOHMETRO (CALIBRACION DE FABRICA) MARCA: AEMC MODELO: 6505	\$ 3,558.50			\$ 3,558.50
					\$ 3,558.50
SON: Tres mil quinientos cincuenta y nueve JD/100 dolares		SUMAS			
		(-) IVA RETENIDO			
		SUB-TOTAL			
		VENTAS EXENTAS			
		VENTAS NO SUJETAS			\$ 3,558.50
		VENTA TOTAL			

OPERACION SUPERIOR A \$200.00

NOMBRE DENOMINACION O RAZON SOCIAL _____

NIT/DUI _____

EXTRANIEROS PASAPORTE/CARNET DE RESIDENCIA _____

Figura 79. Factura y pago de instrumento de medición Megóhmetro AEMC modelo 6505

TEST REPORT				
Instrument Number :				
 1061017.DV				
Instrument :				
6505 / Firmware serial number 840008				
Measurement Standards :				
Calibrator Fluke 5100B Multimeter Agilent 34401A Every test or measuring equipment used to verify this instrument is relative to national and international Standards through our laboratories of metrology accredited by French COFRAC equivalent to NAMIAS in the UK, NIST in the USA or through an other certified laboratory.				
Notes :				
- please refer to User's Manual for instrument 2 uncertainties ; - some tests show two measurements (Meas.1 and Meas.2) : see description ; - "Riso" is an insulation resistance measurement ; - "Iiso" is the current flowing during an insulation resistance measurement ; - "K=U/Uref" is, during a measurement, the ratio : output voltage U / reference output voltage Uref.				
The instrument complies with acceptance conditions defined in the procedures.				
Tested by : 				
Tests :				
Description	True Value	Meas.1	Meas.2	Result
External Voltage 10 V DC		9.95		PASS
External Voltage -30 V DC		-30.23		PASS
External Voltage 990 V DC		990		PASS
External Voltage -990 V DC		-988		PASS
External Voltage 1 V 50 Hz		1.061		PASS
External Voltage 990 V 50 Hz		992		PASS
External Voltage 230 V 50 Hz		229.7		PASS
External Voltage 24 V 50 Hz		24.26		PASS
External Voltage 110 V 60 Hz		109.8		PASS
40V : no load Output Voltage (V)		40.1		PASS
500V : no load Output Voltage (V)		510		PASS
1000V : no load Output Voltage (V)		1000		PASS
2500V : no load Output Voltage (V)		2551		PASS
5000V : no load Output Voltage (V)		5100		PASS
40V : Meas1 : Riso 40K (Load) / Meas2 : K=U/Uref		40.0	0.920	PASS
500V : Meas1 : Riso 500K (1 mA) / Meas2 : K=U/Uref		501	1.011	PASS
500V : Meas1 : Riso 40 k / Meas2 : Iiso (mA)		39.95	1.612	PASS
1000V : Meas1 : Riso 1000K (1 mA) / Meas2 : K=U/Uref		1002	1.015	PASS
2500V : Meas1 : Riso 2 500K (1 mA) / Meas2 : K=U/Uref		2 504	1.018	PASS
2500V : Meas1 : Riso 1000k / Meas2 : Iiso (mA)		1002	1.577	PASS
5000V : Meas1 : Riso 5 000K (1 mA) / Meas2 : K=U/Uref		5 01	1.017	PASS
Capacitance meas. 2 uF at 250V // 50k		1.983		PASS
5000V : Meas1 : Riso 500k / Meas2 : Iiso (mA)		501	1.584	PASS
500V : Riso : 30 MOhm	22.22	30.00		PASS
1000V : Riso : 200 MOhm	300.1	300.9		PASS
2500V : Riso : 2 MOhm	1.002	1.007		PASS
40V : Riso : 100 MOhm	100.7	107.0		PASS
5000V : Riso : 1 TOhm	0.999	1.002		PASS
Description	True Value	Meas.1	Meas.2	Result

Figura 80. Calibración de fábrica de instrumento de medición megóhmetro AEMC modelo 6505

	UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA FACULTAD DE INGENIERÍA	
	MATERIA:	PRACTICA N° 1
	TEMA: DEMOSTRACIÓN DEL EQUIPO MEGÓHMETRO AEMC 6505 PARA LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	
	LUGAR DE EJECUCIÓN: LABORATORIO DE ELÉCTRICA	

1.0 OBJETIVO GENERAL.

Demostración de uso del equipo megóhmetro AEMC 6505 para que el estudiante al finalizar la práctica pueda realizar la manipulación de este equipo tomando en consideración el EPP necesario y las condiciones técnicas que se deben de aplicar para su uso.

1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

1. Conocer en que consiste la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores monofásicos de distribución utilizando un megóhmetro y cuál es su importancia en la realización.
2. Manipular el equipo megóhmetro AEMC 6505 para la medición de resistencia de aislamiento identificando cada una de sus partes.

2.0 MATERIAL Y EQUIPO.

- EPP
- Megóhmetro AEMC 6505

3.0 INTRODUCCIÓN TEÓRICA.

La prueba de resistencia de aislamiento es lo mismo que aplicar una tensión de corriente continua a un sistema eléctrico y medir la resistencia del aislamiento. La prueba tiene como objetivo determinar la eficacia y la calidad del aislamiento estableciendo el alcance de

cualquier corriente de fuga que pueda fluir a través de la superficie del material aislante. Esto se puede hacer con un equipo llamado megóhmetro. Un valor de resistencia alto refleja la integridad intacta del aislamiento en contraste con un valor bajo, que puede representar una amenaza al indicar que el aislamiento está comprometido o peor aún, completamente deteriorado. Esta técnica hace que las operaciones sean seguras y eficientes al identificar problemas potenciales para que se realicen mantenimientos o reparaciones oportunas antes de que se produzcan puntos de escalada.

4.0 PROCEDIMIENTO.

En la siguiente tabla se detallan diferentes equipos y herramientas de seguridad necesarios dentro de una actividad en la cual se hará intervención a una red eléctrica, marque con una X cuales considera que son los necesarios para esta práctica y a continuación realice una descripción breve del porque los ha considerado.

TABLA DE CONTENIDO		
#	EPP, EPC Y HERRAMIENTAS	
EPP		
1	Casco de Seguridad con Barbiquejo	
2	Botas de Seguridad	
3	Botas de Hule con Puntera de Acero	
4	Chaleco Reflectivo	
5	Lentes de Seguridad	
6	Protección Facial	
7	Guantes	
8	Protección Auditiva	
9	Protección Respiratoria	
10	Ropa de Trabajo	
11	Ropa Antiflama	
12	Cinturón de Seguridad	
13	Arnés	
14	Overol con capucha polirecubierto	
EPC		
1	Tarjetas o Rótulos de Señalización	
2	Puestas a Tierra	
3	Conos de Seguridad	
4	Cinta de Plástico de Señalización	
HERRAMIENTAS		
1	Pértigas	
2	Escalera	
3	Probador de Ausencia de Tensión	
4	Load Buster	

Descripción del EPP y equipo. Con ayuda del instructor complete el siguiente formato de

AST.

Área de Servicio		Fecha		Elemento de referencia	
☐ PEP: Proyecto ☐ OT: Orden de Trabajo ☐ PT: Permiso de Trabajo ☐ OS: Orden de Servicio ☐ N/A: No Aplica ☐ LL: Llamada ☐ MT: Mensaje de Texto ☐ NI: # de Interrupción ☐ # SAP Número:		# Circuito:		# Corte:	
Hora	Descripción del trabajo a realizar	Dirección de la ejecución de trabajo/referencia		# Trafo:	
				# Capacitor:	
				# Medidor:	

ETAPA II - PERSONAL QUE PARTICIPA EN EL TRABAJO / TAREA		
No.	Nombre y apellido	Firma
1		
2		
3		
4		
5		
6		

"MANTENGAMOS SIEMPRE OJOS Y MENTE EN LA TAREA"				
JERARQUÍA DE CONTROL DE RIESGOS DEL MAS EFICAZ AL MENOS EFICAZ				
1	2	3	4	5
Eliminación Eliminar el riesgo	Sustitución Sustituir por una alternativa menos peligrosa	Ingeniería Cambiar el diseño	Administrativo Aplicación de documentos escritos y reglas	EPP Uso de EPP

ETAPA III - PLAN DE CONTROL DE TRÁNSITO				
Riesgo	Jerarquia de Control	Medidas de Control (marque la medida de control que aplica)	Responsable (s) (número según Etapa II)	Observación
Exposición a Atropellamiento/ Accidente de tránsito	4	☐ Colocar y retirar cuñas		
	4	☐ Colocar/retirar conos, cinta o bastones		
	4	☐ Paso peatonal provisional (si aplica).		
	5	☐ Uso de chaleco reflectivo		
	1	☐ Necesario detener trafico		
	4	☐ Apoyo adicional de Pareja		
	4	☐ Banderillero		
	4	☐ Señalización adicional		
		☐ Otro:		
NOTA: Para tarea repetitiva, mantener el control de tránsito durante todo el día como se definió al inicio de la tarea.				

ETAPA IV - IDENTIFICACIÓN Y CONTROL DE RIESGOS COMUNES - TAREA				
Riesgos comunes de:	Jerarquia de Control	Medidas de Control (marque la medida de control que aplica)	Responsable (s) (número según Etapa II)	Comentario
Exposición a caída de objetos	5	☐ Casco con barbiquejo		
	1	☐ Mantenerse fuera de la línea de fuego		
		☐ Otro:		
Golpe y cortes	5	☐ Guantes de trabajo		
	5	☐ Botas de seguridad		
	5	☐ Perneras		
		☐ Otro:		
Manejo de cargas Manuales	4	☐ Levantar peso dentro de capacidad		
	4	☐ Levantar peso con piernas y espalda recta		
		☐ Otro:		
Exposición a rayos UV	4	☐ Aplicación de protector solar		
	4	☐ Hidratación		
	4	☐ Relevamiento para TCT		
		☐ Otro:		
Exposición a caída del mismo nivel (Resbalones, otros)	4	☐ Despejar pasillos o zona de trabajo		
	4	☐ Mantener paso seguro		
		☐ Otro:		
Exposición a caída diferente nivel	4	☐ Señalización		
		☐ Otro:		
Exposición a proyección de objetos y/o estructuras	5	☐ Uso de gafas de seguridad		
	5	☐ Careta facial		
		☐ Otro:		

Exposición a caída de altura	5	☐ Sistemas anticaídas inspeccionado	
	5	☐ Cinturón de posicionamiento	
	4	☐ Escalera asistida	
	4	☐ Anclajes suficientes	
Exposición a picaduras, mordeduras y plantas que provocan reacciones alérgicas		☐ Otro: _____	
	5	☐ Traje anti abejas	
	4	☐ Uso de repelente	
	4	☐ Validar entorno por presencia de plantas	
	1	☐ Retirar panal	
Exposición al ruido		☐ Otro: _____	
	5	☐ Protección auditiva	
		☐ Otro: _____	

Identificación de Riesgos Ambientales	Jerarquía de Ctrial	Medidas de Control (marque la medida de control que aplica)	Responsable (s) (número según Etapa II)	Comentario
Contaminación por residuos	4	☐ Disposición adecuada de residuos		
		☐ Otro: _____		
Contaminación por emisiones	4	☐ Evitar encendido innecesario de motor		
	4	☐ Mantener tapado recipientes de químicos		
		☐ Otro: _____		
Contaminación por derrame	4	☐ Contener derrame		
	4	☐ Kit antiderrame		
		☐ Otro: _____		

Procedimientos o instrucciones de la tarea que está realizando: 1 _____

2 _____ 3 _____

4 _____ 5 _____

Observaciones: _____

ETAPA V - DETALLE LOS PASOS DE LA TAREA - RIESGOS ESPECÍFICOS Y CONTROLES				
EVALUACIÓN DE RIESGOS	Se debe evaluar en esta fase los Riesgos Críticos , especialmente los que tienen exposición a Contacto Eléctrico directo o indirecto, exposición a Arco Eléctrico, exposición a Atrapamientos por manejo de cargas y otros riesgos mencionados en el procedimiento SIGSSOPR001 AST y charla previa de seguridad, Apartado 3.1 "Anexo 1 Actividades de Alto Riesgo"			
IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS SIGNIFICATIVOS DE LA TAREA				
Pasos significativos de la tarea	Jerarquía de control	Riesgos Identificados	Medida de Control	Responsable (s) (# según Etapa II)

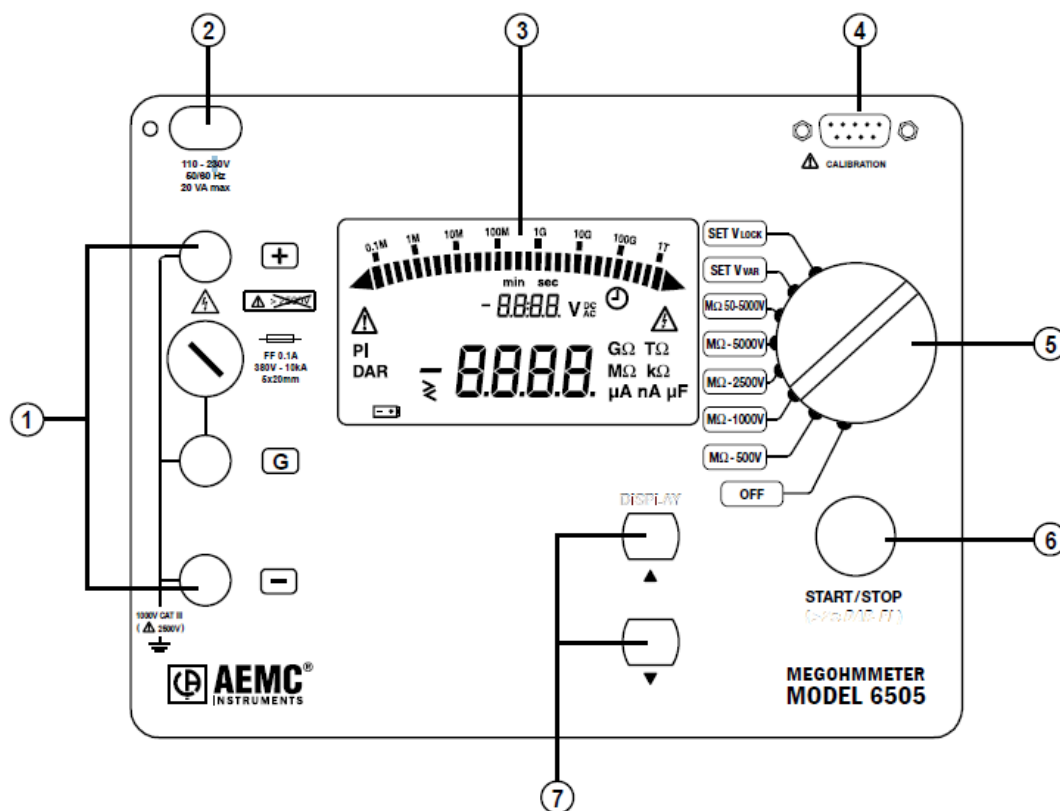
ETAPA VI - PLAN PARA ATENCIÓN DE EMERGENCIAS	
Indique el "Punto más seguro" de encuentro en caso de presentarse una emergencia	
Indique el Punto Seguro: _____	
Unidad médica más cercana: _____	

ETAPA VII - CHARLA PREVIA DE SEGURIDAD RELACIONADA CON LA TAREA				
Realización de charla previa: Si ☐ No ☐				
Pasos significativos de la tarea	Jerarquía de control	Otros riesgos identificados	Medida de control	Responsable (s) (# según Etapa II)

Auxiliándose de la tabla y visualizando el equipo traslade y escriba en la siguiente figura la descripción de cada uno de los botones del instrumento.

Funciones de control.

Nº	Descripción
1	Acceso al fusible de protección y terminales de conexión +, G y -.
2	Enchufe de alimentación de CA (funcionamiento directo con CA y recarga de batería).
3	Pantalla de cristal retroiluminada
4	Conector macho de interfaz serial (9 pines) solo para calibración.
5	Interruptor selector rotatorio de 8 posiciones
6	Botón INICIO/PARADA.
7	Dos botones de función de navegación (arriba y abajo)



Funciones de interruptor.

Rango	Función
OFF/APAGADO	Instrumento apagado.
MΩ - 500 V	Medición de aislamiento a 500 V, hasta 2 TΩ.
MΩ - 1000 V	Medición de aislamiento a 1000 V, hasta 4 TΩ.
MΩ - 2500 V	Medición de aislamiento a 2500 V, hasta 10 TΩ.
MΩ - 5000 V	Medición de aislamiento a 5000 V, hasta 10 TΩ.
MΩ - 50-5000 V	Medición de aislamiento con tensión de prueba variable.
SETVvar	Establece el voltaje de prueba definible por el usuario para la posición variable (50 a 5000) V
SETVlock	Establece la salida de voltaje de prueba máxima definible por el usuario independientemente de las posiciones de medición del aislamiento

Funciones de botones.

Rango	Función
ON/OFF	Este botón se presiona para iniciar y luego detener la medición. Una pulsación prolongada inicia la medición del DAR y el PI.
DISPLAY	Antes, durante o después de la medición, al presionar esta tecla se muestran los distintos parámetros de medición.
▲	Esta función solo está disponible en la posición SET del interruptor. Aumenta el parámetro parpadeante que se muestra. Se utiliza para navegar por la lista de mediciones de aislamiento de intervalo en la función R(t).
▼	Esta función está disponible únicamente en la posición SET del interruptor. Disminuye el parámetro parpadeante que se muestra. Se utiliza para navegar por la lista de mediciones de aislamiento de intervalo

	en la función $R(t)$
--	----------------------

El instructor realizará una demostración del funcionamiento del equipo, así como también explicará los diferentes rangos de operación, y posteriormente cada alumno manipulará el equipo.

Realice una descripción de los pasos que se deben de seguir para poder utilizar el equipo, tomando en cuenta las reglas de seguridad y el procedimiento para operar el equipo.

5.0 PRUEBA DE CONOCIMIENTOS.

1. Investigar las precauciones de seguridad que debe tomar en cuenta para la medición de resistencia de aislamiento en transformadores de distribución de energía eléctrica.
2. ¿Por qué el megóhmetro AEMC 6505 muestra un resultado con valores bajos de resistencia de aislamiento?
3. Investigar los errores comunes que se deben evitar con las pruebas del megóhmetro AEMC6505.
4. Mencione algunas recomendaciones de mantenimiento preventivo regular para el megóhmetro AEMC6505.

	UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA	
	FACULTAD DE INGENIERÍA	
	MATERIA:	PRACTICA N° 2
	TEMA: USO DEL EQUIPO MEGÓHMETRO AEMC 6505 PARA LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA. PRUEBA DE ACEPTACIÓN.	
LUGAR DE EJECUCIÓN: LABORATORIO DE ELÉCTRICA		

1.0 OBJETIVO GENERAL.

Realizar la prueba de resistencia de aislamiento en un transformador monofásico utilizando el equipo megóhmetro AEMC6505 aplicables a una prueba de mantenimiento.

1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

1. Que los estudiantes aprendan a interpretar los datos obtenidos en la prueba de resistencia de aislamiento a fin de poder determinar el estado actual del transformador monofásico antes de la aceptación.
2. Al finalizar la practica el estudiante podrá dar valoraciones del estado de un equipo nuevo y que se da por aceptado. Se adquiera el conocimiento para poder realizar una medición de resistencia de aislamiento a un transformador monofásico.

2.0 MATERIAL Y EQUIPO.

- Megóhmetro AEMC 6505.
- Transformador monofásico de 25 kVA.
- Equipo de protección personal.

3.0 INTRODUCCIÓN TEÓRICA.

En los sistemas eléctricos modernos los transformadores desempeñan un papel fundamental, siendo su rendimiento y fiabilidad cruciales para el buen funcionamiento estable de toda la red. Para garantizar que los transformadores cumplan con sus estándares de diseño y operación tras su instalación y puesta en servicio. Las pruebas de aceptación son un paso esencial.

Esta guía presenta una lista detallada de los principales elementos involucrados en las pruebas de aceptación de transformadores tras su instalación, y su puesta en servicio. Con el objetivo de ayudar a comprender al estudiante la importancia de estas pruebas.

Al comprender mejor estos procedimientos de prueba, los estudiantes lograrán una aceptación completa y fiable de los transformadores.

4.0 PROCEDIMIENTO.

- Evaluar el EPP y herramienta de seguridad para poder realizar la práctica. Describirlos:

- Realizar una lista de las medidas de seguridad que se deben aplicar en el trabajo.

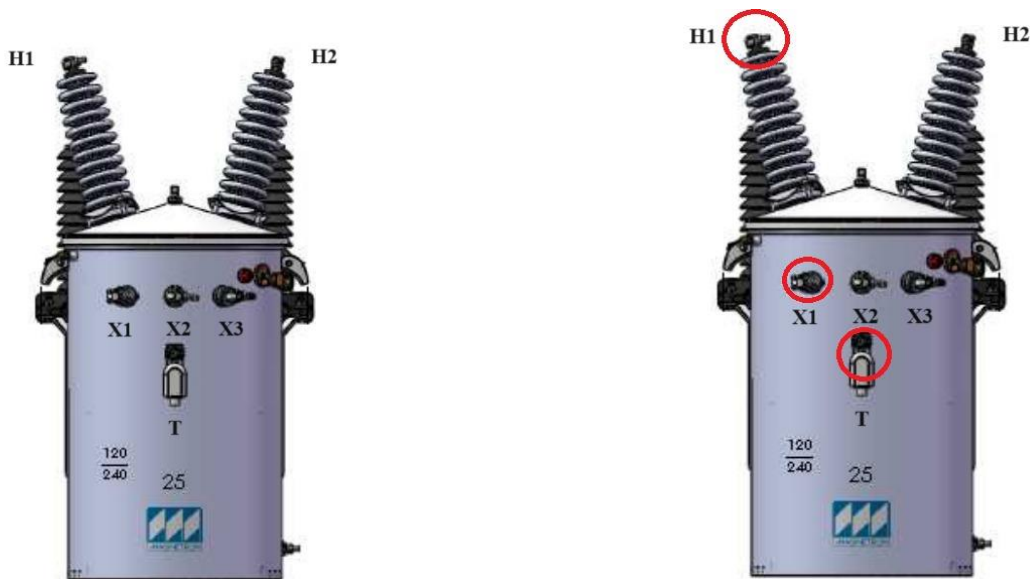
Paso 1. Tomar los datos de placa del transformador y llenarlo en la tabla.

No. AÑO/MES FASES <input style="width: 20px;" type="checkbox"/> kVA TENSION PRIM. [kV] TENSION SEC. [V] T. S.-BIL AT/BT [kV] FRECUENCIA [Hz] CLASE REFRIGERACION POLARIDAD			 <i>El aceite mineral no contiene PCB en el momento de la fabricación</i>		TRANSFORMADOR ALTURA m.s.n.m CALENT. ACEITE [°C] CALENT. DEV [°C] CORRIENTE PRIM. [A] CORRIENTE SEC. [A] MAT. DEVANADOS % Zcc A 85°C CORRIENTE CC [kA] DURACION CC [s] PESO TOTAL [kg] ACEITE MINERAL [l] INSTRUCTIVO	
TAP	Vp (VOLTIOS)	CONECTA				
1/A						
2/B						
3/C						
4/D						
5/E						
FABRICADO EN PEREIRA, COLOMBIA POR MAGNETRON S.A. BAJO NORMAS ICONTEC Y ANSI C57.12.00			PLANO 29			

Se realizarán pruebas de resistencia de aislamiento al transformador con número de serie y una capacidad de 25 kVA.

Paso 2. Las pruebas se realizarán bajo las siguientes conexiones y condiciones:

- H1P – T (Terminal H1 del bushing primario del transformador y T terminal de tierra del transformador). Se aplicará un nivel de voltaje de 5000V.
- X1S -T (Terminal X1 del bushing secundario del transformador y T terminal de tierra del transformador). Se aplicará un nivel de voltaje de 500V.
- H1P- X1S (Terminal H1 del bushing primario del transformador y terminal X1 del bushing secundario del transformador).



Paso 3. Conexión del equipo con el transformador. Prueba H1P – T

Paso 4. Una vez realizadas las conexiones, seleccione la tensión de prueba que para este caso será de 5000V.



Paso 5. Pulse el botón INICIO/DETENER para iniciar la medición.

Paso 6. Esta prueba se deberá realizar en un tiempo de 1minuto. Presione el botón START/STOP nuevamente para detener la medición. El instrumento continuará midiendo voltajes externos, pero el resultado de la prueba permanecerá visible en la pantalla principal.

Paso 7. Anotar los resultados en la tabla que se encuentra al final de la práctica número dos.

Paso 8. Repetir la prueba para las conexiones X1S -T y H1P- X1S tomando en consideración las condiciones que se plantearon en el Paso 2.

Paso 9. Completar la siguiente tabla de resultados finales con los datos obtenidos en las 3 pruebas realizadas en función de las siguientes normativas y parámetros mínimos permitidos.

Tensión de prueba recomendada

Tensión nominal del equipo	Tensión de prueba DC recomendada
< 1 kV	500 V DC
1 kV – 2.5 kV	500 – 1000 V DC
2.5 kV – 5 kV	1000
5 kV – 12 kV	2500
12 kV – 15 kV	5000
> 15 kV	10 000 V DC o mayor
< 1 kV	500 V DC
1 kV – 2.5 kV	500 – 1000 V DC

Condición del aislamientos

PI = R_{10min} / R_{1min}	
PI	Condición del aislamiento
< 1.0	Humedad o contaminación grave
1.0 – 1.5	Aislamiento deficiente o húmedo
1.5 – 2.0	Marginal, requiere secado o monitoreo
> 2.0	Aislamiento en buen estado

Calidad de aislamientos

DAR	PI	Estado del aislamiento
< 1.25	< 1	Inadecuado, incluso peligroso.
	< 2	
> 1.6	< 4	Bueno
> 1.6	> 4	Excelente

Criterios técnicos de distribuidoras eléctricas CAESS y DELSUR

Valor recomendado	Norma IEEE	Criterio técnico Norma /
1GΩ	C57.12.90/ Std 43-2013	Bueno
Valor recomendado	Norma IEEE	Criterio técnico Norma /
5GΩ	Margen adicional aplicado por AES/CAESS	(Bueno) dar tratamiento recomendado lavado interno, cambio de aceite y recalentamiento de bobina.
5GΩ	Margen adicional aplicado por DELSUR	(Bueno) dar tratamiento recomendado lavado interno, cambio de aceite y recalentamiento de bobina.

REVISION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION							
FECHA:				TÉCNICO:			
DATOS GENERALES DE PLACA DEL TRANSFORMADOR							
KVA	N° DE PILA	No DE SERIE	MARCA	VOLTAJE	POLARIDAD	Z%	AÑO DE FABRICACION
PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO / PRUEBAS DE ACEPTACION							
VALORES DE PRUEBAS (GΩ-MΩ-TΩ)			VALORES DE PRUEBAS (GΩ)				
H1P - T	X1S -T	H1P- X1S		H2P - T	X3S -T	H2P- X3S	
OBSERVACIONES:							

Tabla de datos generales y resultados finales.

Paso complementario. Realice la prueba de medición de resistencia de aislamiento, pero esta vez cambiando H1P por H2P en todas las conexiones realizadas anteriormente.

5.0 PRUEBA DE CONOCIMIENTOS.

1. ¿Existe un método para interpretar los resultados de la prueba de un megóhmetro?
2. ¿Qué tan efectivos son los megohmetros en cables y transformadores?
3. ¿Qué se debe hacer antes de iniciar las pruebas de un transformador con un megohmetro?

 Universidad Técnica Latinoamericana	UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA	
	FACULTAD DE INGENIERÍA	
	MATERIA:	PRACTICA N° 3
	TEMA: USO DEL EQUIPO MEGÓHMETRO AEMC 6505 PARA LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. PRUEBA DE MANTENIMIENTO.	
LUGAR DE EJECUCIÓN: LABORATORIO DE ELÉCTRICA		

1.0 OBJETIVO GENERAL.

Realizar la prueba de resistencia de aislamiento en un transformador monofásico utilizando el equipo megóhmetro AEMC6505 aplicables a una prueba de aceptación.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

1. Documentar, tabular y analizar los datos obtenidos en la prueba de resistencia de aislamiento a fin de poder determinar el estado actual del transformador monofásico al cual se le realizara la prueba.
2. Al finalizar la practica el estudiante tenga el conocimiento para poder realizar una medición de resistencia de aislamiento a un transformador monofásico nuevo para su puesta en servicio.

2.0 MATERIAL Y EQUIPO.

- Megóhmetro AEMC 6505.
- Transformador monofásico de 25 kVA.
- Equipo de protección personal.

3.0 INTRODUCCIÓN TEÓRICA.

Un megóhmetro mide la resistencia de aislamiento del equipo y, al probar circuitos desenergizados, una resistencia alta es bastante favorable. Cualquier resistencia de aislamiento menor a $1\text{ G}\Omega$ plantea enormes riesgos, como acumulación de humedad, ruptura térmica del vidrio e incluso contaminación. Por lo tanto, para un rendimiento óptimo del equipo, la resistencia de aislamiento debe ser de al menos $1\text{ G}\Omega$.

Sin embargo, este estándar de $1\text{ G}\Omega$ no es el único factor determinante a la hora de valorar la resistencia de aislamiento. Puede variar según el modelo, el material utilizado y, lo más importante, el voltaje con el que se opera.

Valores como estos no se pueden tomar como patrón por razones de precisión, ya que su lectura correcta desempeña un papel fundamental en el mantenimiento del dispositivo. El uso continuo y prolongado o el mantenimiento óptimo pueden provocar un aumento en la degradación de la resistencia de aislamiento. La resistencia de aislamiento tiende principalmente a reducirse con el aumento de la temperatura, pero no debería experimentar ninguna desviación significativa.

Al analizar las lecturas del megóhmetro en el contexto del equipo, las especificaciones y las características ambientales del sitio, los equipos de mantenimiento pueden aminorar los problemas antes de que se agraven.

4.0 PROCEDIMIENTO.

- Evaluar el EPP y herramienta de seguridad para poder realizar la práctica. Describirlo:

- Realizar un recuento de las medidas de seguridad en el trabajo.

Paso 1. Tomar los datos de placa del transformador y llenarlo en la tabla.

No. AÑO/MES FASES <input style="width: 20px;" type="checkbox"/> kVA TENSION PRIM. [kV] TENSION SEC. [V] T. S.-BIL AT/BT [kV] FRECUENCIA [Hz] CLASE REFRIGERACION POLARIDAD			 <i>El aceite mineral no contiene PCB en el momento de la fabricación</i>		TRANSFORMADOR ALTURA m.s.n.m CALENT. ACEITE [°C] CALENT. DEV [°C] CORRIENTE PRIM. [A] CORRIENTE SEC. [A] MAT. DEVANADOS % Zcc A 85°C CORRIENTE CC [kA] DURACION CC [s] PESO TOTAL [kg] ACEITE MINERAL [l] INSTRUCTIVO	
TAP	Vp (VOLTIOS)	CONECTA				
1/A						
2/B						
3/C						
4/D						
5/E						

FABRICADO EN PEREIRA, COLOMBIA POR MAGNETRON S.A.
 BAJO NORMAS ICONTEC Y ANSI C57.12.00

PLANO 29

Se realizarán pruebas de resistencia de aislamiento al transformador con número de serie 202059932 y una capacidad de 25 kVA.

Paso 2. Las pruebas se realizarán bajo las siguientes conexiones y condiciones:

- H1P – T (Terminal H1 del bushing primario del transformador y T terminal de tierra del transformador). Se aplicará un nivel de voltaje de 5000V.

- X1S -T (Terminal X1 del bushing secundario del transformador y T terminal de tierra del transformador). Se aplicará un nivel de voltaje de 500V.
- H1P- X1S (Terminal H1 del bushing primario del transformador y terminal X1 del bushing secundario del transformador).



Paso 3. Conexión del equipo con el transformador. Prueba H1P – T

Paso 4. Una vez realizadas las conexiones, seleccione la tensión de prueba que para este caso será de 5000V.



Paso 5. Pulse el botón INICIO/DETENER para iniciar la medición.

Paso 6. Esta prueba se deberá realizar en un tiempo de 1 minuto. Presione el botón START/STOP nuevamente para detener la medición. El instrumento continuará midiendo voltajes externos, pero el resultado de la prueba permanecerá visible en la pantalla principal.

Paso 7. Anotar el resultado en la tabla que se encuentra al final de guía.

Paso 8. Repetir la prueba para las conexiones X1S -T y H1P- X1S tomando en consideración las condiciones que se plantearon en el Paso 2.

Paso 9. Completar la siguiente tabla de resultados finales con los datos obtenidos en las 3 pruebas realizadas en función de las siguientes normativas y parámetros mínimos permitidos.

Tensión de prueba recomendada

Tensión nominal del equipo	Tensión de prueba DC recomendada
< 1 kV	500 V DC
1 kV – 2.5 kV	500 – 1000 V DC
2.5 kV – 5 kV	1000
5 kV – 12 kV	2500
12 kV – 15 kV	5000
> 15 kV	10 000 V DC o mayor
< 1 kV	500 V DC
1 kV – 2.5 kV	500 – 1000 V DC

Condición del aislamientos

PI = R_{10min} / R_{1min}	
PI	Condición del aislamiento
< 1.0	Humedad o contaminación grave
1.0 – 1.5	Aislamiento deficiente o húmedo
1.5 – 2.0	Marginal, requiere secado o monitoreo
> 2.0	Aislamiento en buen estado

Calidad de aislamientos

DAR	PI	Estado del aislamiento
< 1.25	< 1	Inadecuado, incluso peligroso.
	< 2	
> 1.6	< 4	Bueno
> 1.6	> 4	Excelente

Criterios técnicos de distribuidoras eléctricas CAESS y DELSUR

Valor recomendado	Norma IEEE	Criterio técnico Norma /
1GΩ	C57.12.90/ Std 43-2013	Bueno
Valor recomendado	Norma IEEE	Criterio técnico Norma /
5GΩ	Margen adicional aplicado por AES/CAESS	(Bueno) dar tratamiento recomendado lavado interno, cambio de aceite y recalentamiento de bobina.
5GΩ	Margen adicional aplicado por DELSUR	(Bueno) dar tratamiento recomendado lavado interno, cambio de aceite y recalentamiento de bobina.

REVISION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION													
FECHA:							TECNICO:						
DATOS GENERALES DE PLACA DEL TRANSFORMADOR													
KVA	N° DE PILA	No DE SERIE	MARCA		VOLTAJE		POLARIDAD		Z%		AÑO DE FABRICACION		
PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO IP / MATTO GENERAL													
TENSION	CONEXIÓN	INTERVALOS DE INYECCION / RESULTADOS (GΩ)											
		30seg.	45seg	1min	2min	3min	4min	5min	6min	7min	8min	9min	10min
(5000V)	H1P - T												
(2500V)	H1P- X1S												
(500V)	X1S -T												
OBSERVACIONES:													

Tabla 44. Tabla de datos generales y resultados finales.

Paso complementario. Realice la prueba de medición de resistencia de aislamiento, pero esta vez cambiando H1P por H2P en todas las conexiones realizadas anteriormente.

5.0 PRUEBA DE CONOCIMIENTOS.

1. ¿Cuál es la diferencia de las pruebas de resistencia de aislamiento de aceptación a las de mantenimiento de un transformador?
2. ¿Qué valores de voltaje son los recomendados para realizar las mediciones de resistencia de aislamiento en transformadores monofásicos en las pruebas de aceptación?
3. ¿Qué se debe hacer antes de iniciar las pruebas aislamiento en un transformador nuevo usando un megóhmetro?

BIBLIOGRAFÍA.

- Fundacion Endesa,2024. (s.f.). *El transformador electrico*. Recuperado el 16 de 11 de 2024, de <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico>
- Voltech. (2021). *Relación de vueltas: tipos de prueba disponibles*. Recuperado el 17 de 11 de 2024, de <https://www.voltech.com/es/apoyo/articulos-tecnicos/relacion-de-vueltas/>
- 2023, SIGSSOIT016-1 AES/ CAESS. (2023). *Sistema Integrado de Gestion ,Manual de EPP y Herramientas*. Recuperado el 21 de FEBRERO de 2025, de Procedimientos normas y estandaes internos del sistema integrado de gestion de la distribuidora electrica AES/CAESS EL SALVADOR
- Alvelino Perez, P. (1998). *Transformadores de distribucion (teoria ,calculo,contruccion y Pruebas)*. Mexico. Recuperado el 15 de NOVIEMBRE de 2024, de https://books.google.com.sv/books?id=_m_I-NT38_UC&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=true
- American Society for Testing and Materials. (2010). *Standard Practice for Calculating Viscosity Index from Kinematic Viscosity at 40 °C and 100 °C*. West Conshohocken, Pensilvania,Estados Unidos.: ASTM International. Obtenido de <https://www.astm.org/standards/>
- American Society for Testing and Materials. (2014). *Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)*. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos: ASTM International. Obtenido de <https://www.astm.org/standards/>
- American Society for Testing and Materials. (2012). *Standard Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup Tester*. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos.: ASTM International. Obtenido de <https://www.astm.org/standards/>

- American Society for Testing and Materials. (2017). *Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)*. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos.: ASTM International. Obtenido de <https://www.astm.org/standards/>
- American Society for Testing and Materials. (2017). *Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products*. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos.: ASTM International. Obtenido de <https://www.astm.org/standards/>
- American Society for Testing and Materials. (2018). *Standard Test Method for Foaming Characteristics of Lubricating Oils*. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos.: ASTM International. Obtenido de <https://www.astm.org/standards/>
- American Society for Testing and Materials. (2018). *Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General High Pressure Decomposition Device Method)*. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos.: ASTM International. Obtenido de <https://www.astm.org/standards/>
- American Society for Testing and Materials. (2018). *Standard Test Method for Water in Petroleum Products and Bituminous Materials by Distillation*. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos.: ASTM International. Obtenido de <https://www.astm.org/standards/>
- American Society for Testing and Materials. (2020). *Standard Test Method for Oxidation Characteristics of Inhibited Mineral Oils*. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos.: ASTM International. Obtenido de <https://www.astm.org/standards/>
- American Society for Testing and Materials. (2021). *Standard Test Method for Interfacial Tension of Insulating Liquids Against Water by the Ring Method*. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos.: ASTM International. Obtenido de <https://www.astm.org/standards/>
- American Society for Testing and Materials. (2021). *Standard Test Method for Wear Preventive Characteristics of Lubricating Fluid (Four-Ball Method)*. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos.: ASTM International. Obtenido de <https://www.astm.org/standards/>

- American Society for Testing and Materials. (2022). *Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration*. West Conshohocken, Pensilvania, Estados Unidos.: ASTM International. Obtenido de <https://www.astm.org/standards/>
- Atida Mifarme. (2024). *aceite vegetal*. Recuperado el 3 de 12 de 2024, de <https://www.atida.com/es-es/blog/diccionario-farmacia/aceite-vegetal/#:~:text=Qu%C3%A9%20es%20el%20aceite%20vegetal,que%20les%20confieren%20sus%20propiedades.>
- Carlos Santander. (2024). *Partes Del Transformador de Distribución*. Recuperado el 17 de 11 de 2024, de <https://es.scribd.com/document/545533673/PARTES-DEL-TRANSFORMADOR-DE-DISTRIBUCION>
- CHEM FLUID. (2024). *Aceites Nafténicos y Parafínicos*. Recuperado el 3 de 12 de 2024, de <https://chemfluid.com.co/que-es-aceite-naftenico-y-parafinico/>
- Dinamik Electrica. (2021). *AISLAMIENTOS EN EL TRANSFORMADOR*. Recuperado el 29 de 12 de 24, de <https://dinamik.mx/2021/09/09/aislamientos-en-el-transformador/>
- DINAMIK.MX. (2021). *AISLAMIENTOS EN EL TRASFORMADOR* . Recuperado el 1 de 12 de 2024, de <https://dinamik.mx/2021/09/09/aislamientos-en-el-transformador/>
- E.E M.I.T, S. (1981). *Circuitos Magnéticos y Transformadores*. Buenos aires: Reverté.
- Electrostio.com. (s.f.). *Qué es el transformador trifásico : Construcción y su funcionamiento*. Recuperado el 16 de 11 de 2024, de <https://electrositio.com/que-es-el-transformador-trifasico-construccion-y-su-funcionamiento/>
- Globe core. (2024). *Refrigeración de transformadores de potencia*. Recuperado el 17 de 11 de 24, de <https://globecore.com/es/news/cooling-of-transformer/>
- GloveCore. (2024). *Aceite aislante para transformadores*. Recuperado el 05 de 12 de 2024, de <https://globecore.com/es/publications/transformer-insulating-oil/>
- Gonsaga Rodriguez. (2024). *PARTES DE UN TRANSFORMADOR EN ACEITE*. Recuperado el 17 de 11 de 2024, de <https://electricoindustrial.com.ec/2021/09/14/partes-de-un-transformador-en-aceite/>

Harper, G. E. (2013). *ABC de las maquinas electricas*. Editorial Limusa S.A. De C.V.
Recuperado el 18 de 11 de 24, de <https://www.bing.com/ck/a?!&&p=f62859cae49f05840145f55c327e56b1ddda75a95f00940adf315037fe786b75JmltdHM9MTczMjA2MDgwMA&ptn=3&ver=2&hsh=4&fclid=3e213a0e-0653-6ccf-0f54-2f2d073f6d48&psq=ABC+de+las+maquinas+electricas&u=a1aHR0cHM6Ly9saWJyZXJpYS1saW1lc2EuY29tL>

Heriques, B. (1999). *Transformadores y autotransfromadores*. Guayaquil, Ecuador: Graficas Rugoca.

IEEE Avancing Technology fort Humanity 1984. (s.f.). *Guía completa de normas para transformadores*. Recuperado el 14 de febrero de 2025, de <https://www.firstpowerglobal.com/es/guia-completa-de-normas-para-transformadores/>

IRTERLUB. (2019). *Aceite mineral, ¿Qué es y cuándo usarlo*. Recuperado el 3 de 12 de 2024, de <https://blog.interlub.com/es/blog/aceite-mineral-que-es-y-cuando-usarlo/#:~:text=Los%20aceites%20paraf%C3%ADnicos%20se%20caracterizan,alta s%20que%20los%20aceites%20naft%C3%A9nicos.>

Jimenes Araya. (2016). *Comportamiento de los aislamientos sólidos de transformadoresde potencia en condiciones ambientales no controladas*. Recuperado el 29 de 12 de 2024, de <https://www.scielo.sa.cr/pdf/tem/v29n3/0379-3982-tem-29-03-99.pdf>

KINENERGI. (2021). *Pruebas de aislamiento eléctrico y su importancia*. Recuperado el 29 de 12 de 2024, de <https://www.kin.energy/blogs/post/pruebas-de-aislamiento-el%C3%A9ctrico-y-su-importancia>

La Española. (2024). *Aceites Aromaticos para Cocinar*. Recuperado el 3 de 12 de 2024, de <https://tienda.laespanolaaceites.com/collections/esencias-y-condimentos#:~:text=Los%20aceites%20arom%C3%A1ticos%20de%20cocina%20son%20aqueellos%20aceites%20que%20han,fragancia%20a%20las%20preparacion es%20culinarias.>

- M.Horming J.Kelly 2005. (s.f.). *Guia para el Mantenimiento del Transformador Tercera edicion*. Recuperado el 15 de Enero de 2025, de <https://es.scribd.com/document/572876348/Libro-Guia-Para-El-Mantenimiento-Del-Transformador>
- Motorex. (2024). *La Importancia del Aceite Dieléctrico en Transformadores Eléctricos*. (u. [https://motorex.com.pe/blog/post/la-importancia-del-aceite-dielectrico-en-transformadores-electricos#:~:text=Reducir%20de%20Descargas%20Parciales%3A%20El, Ed.\)](https://motorex.com.pe/blog/post/la-importancia-del-aceite-dielectrico-en-transformadores-electricos#:~:text=Reducir%20de%20Descargas%20Parciales%3A%20El, Ed.)) Obtenido de <https://motorex.com.pe/blog/post/la-importancia-del-aceite-dielectrico-en-transformadores-electricos#:~:text=Reducir%20de%20Descargas%20Parciales%3A%20El,una%20rigurosa%20separaci%20entre%20conductores>.
- NTCRE 006/06. (2018). *ESPECIFICACIÓN TÉCNICA INSUMOS Y ACCESORIOS DE TRANSFORMADORES*. Cooperativa Rural de Electrificación. Recuperado el 29 de 12 de 2024, de <https://www.cre.com.bo/wp-content/uploads/2020/03/06-INSUMOS-PARA-TRANSFORMADOR.pdf>
- Partesdes.com. (2024). *Partes y funciones de un transformador*. Recuperado el 17 de 11 de 24, de https://www.partesdel.com/partes_y_funcion_de_un_transformador.html
- Patricio Concha. (12 de Mayo de 2015). *Patricioconcha.ubb.cl*. Recuperado el 18 de 11 de 2024, de http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/trafo_trifasico.htm
- Pedro Santos . (2022). *Aislamiento de transformador UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE SANTIAGO UTESA*. Recuperado el 29 de 12 de 24, de <https://es.scribd.com/document/585872613/Aislamiento-de-transformador-compressed>
- SEA MARCONI. (2017). *PCB en aceite y transformador*. Recuperado el 3 de 12 de 2024, de <https://seamarconi.com/es/criticidad/pcb-en-aceite-y-transformador/pcb-en-aceite-y-transformador/>

- SINELEC NORIA. (2023). *La importancia de los aislantes de electricidad*. Recuperado el 29 de 12 de 2024, de <https://blog.gruposinelec.com/actualidad/la-importancia-de-los-aislantes-de-electricidad/>
- Technologic, E. (1971). *El Electron Enciende tu pasión por la ingeniería con Elekon*. Recuperado el 15 de 11 de 24, de <http://www.youtube.com/@Elektron1971>
- Tecnologia.blogspot. (17 de Abril de 2019). *Tecnologia.blogspot*. Recuperado el 27 de Septiembre de 2022, de Conexión de banco de transformadores: <https://seminario2019tecnologia.blogspot.com/2019/04/conexion-de-banco-de-transformadores-en.html>
- TESTING ELECTRICAL, I. (2012). *AISLAMIETO DE MAQUINAS ELECTRICAS*. Recuperado el 1 de 12 de 2024, de <https://www.inducor.com.ar/academicos/calculo-de-maquinas-electricas/maquinas-electricas-apendice4.html>