



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ACTUALIZACIÓN DEL MANUAL DE CONSTRUCCIÓN, CÁLCULO, INSTALACIÓN,
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE PEQUEÑA Y
MEDIANA POTENCIA**

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

AUTORES: LUIS EDUARDO GARCÍA VERA
MANUEL ALEXANDER ZHUNLA PALAS

TUTOR: ING. FLAVIO ALFREDO QUIZHPI PALOMEQUE, Mgtr.

Cuenca - Ecuador
2022

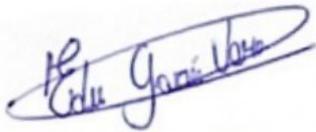
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Luis Eduardo García Vera con documento de identificación N° 0706459591 y Manuel Alexander Zhunaula Palas con documento de identificación N° 0706459633; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 20 de abril del 2022

Atentamente,



Luis Eduardo García Vera

0706459591



Manuel Alexander Zhunaula Palas

0706459633

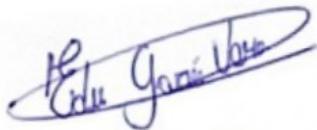
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA**

Nosotros, Luis Eduardo García Vera con documento de identificación N° 0706459591 y Manuel Alexander Zhunaula Palas con documento de identificación N° 0706459633, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto Técnico: “Actualización del manual de construcción, cálculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Cuenca, 20 de abril del 2022.

Atentamente,



Luis Eduardo García Vera

0706459591



Manuel Alexander Zhunaula Palas

0706459633

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque con documento de identificación N° 0102257482, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación, ACTUALIZACIÓN DEL MANUAL DE CONSTRUCCIÓN, CALCULO, INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA, realizado por Luis Eduardo García Vera con documento de identificación N° 0706459591 y Manuel Alexander Zhunaula Palas con documento de identificación N° 0706459633, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 20 de abril del 2022.

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:

**FLAVIO ALFREDO
QUIZHPI
PALOMEQUE**

Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque, Mgtr.
0102257482

DEDICATORIA

El presente proyecto de titulación es dedicado a mis padres y hermanos, los cuales fueron el impulso y respaldo durante toda mi carrera universitaria, los cuales me brindaron todo su apoyo incondicional.

Eduardo García

El presente proyecto de titulación es dedicado a mis padres y hermanos, que, a pesar de las duras circunstancias de la vida que nos tocó pasar, siempre me apoyaron y creyeron en mí, de forma incondicional.

Manuel Zhunaula

AGRADECIMIENTOS

Agradezco de todo corazón a Dios por ser mi fortaleza en la elaboración de este proyecto que a pesar de todas las circunstancias adversas en esta época lleno mi vida de alegrías.

A mi madre por ser una de las personas que siempre creyó en mí y en los logros que podría llegar a cumplir, siendo mi ánimo y fortaleza.

A mi padre por dar mucho a su hijo sin esperar nada más que ver el triunfo de su hijo.

A mis hermanos por la confianza y creer en mí.

A mi compañero de proyecto y amigo personal, por estar ahí y poder elaborar este proyecto, siendo un gran profesional.

A la empresa Tecnolec y sus colaboradores por el apoyo del proyecto al abrir las puertas de sus instalaciones para realizar el desmontaje y mantenimiento de los transformadores, siendo de vital importancia para nosotros sus datos y experiencias laborales.

A nuestro tutor del proyecto Ing. Flavio Quizhpi por brindar su conocimiento y apoyo en el desarrollo del presente trabajo de titulación.

Eduardo García.

Agradezco a Dios por ser mi fortaleza para poder culminar este proyecto a pesar de las adversidades.

A mi madre por ser un pilar importante en cada momento de mi vida.

A mi padre por ser mi consejero y amigo, apoyándome en todo momento.

A mis hermanos por la confianza y apoyo.

A todos los integrantes de la empresa Tecnolec por ayudarnos en el desarrollo del proyecto al prestarnos las instalaciones para el desmontaje y mantenimiento de los transformadores, además de compartir sus datos y experiencia laboral.

A nuestro tutor del proyecto Ing. Flavio Quizhpi por brindar su conocimiento y apoyo en el desarrollo del presente trabajo de titulación.

Manuel Zhunaula

INDICE DE CONTENIDOS

CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES	1
1.1 Clasificación de acuerdo al número de fases	1
1.1.1 Transformador Monofásico.....	1
1.1.1.1 Transformador monofásico Tipo Pedestal (Pad Mounted).....	1
1.1.1.2 Transformador monofásico Tipo Poste.....	3
1.1.1.2.1 Transformador monofásico Tipo Poste Convencionales.....	4
1.1.1.2.2 Transformador monofásico Tipo Poste Autoprotegidos.....	4
1.1.2 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO.....	5
1.1.2.1 Transformador Trifásico Convencional.....	6
1.1.2.2 Transformador Trifásico Tipo Pedestal (Pad Mounted).....	6
1.2 Clasificación de acuerdo a su diseño y fabricación	8
1.2.1 Transformador Tipo Columna.....	8
1.2.2 Transformador Tipo Acorazado.....	9
1.3 Clasificación de acuerdo a su refrigeración y aislamiento	10
1.3.1 Transformador Tipo Seco.....	10
1.3.2 Transformador Sumergido en Aceite.....	11
1.4 Clasificación de acuerdo a sus devanados	14
1.4.1 Transformador de Dos Devanados (Monofásicos).....	14
1.4.2 Transformadores de tres devanados (Autotransformadores).....	15
1.5 Clasificación de acuerdo a su aplicación	16
1.5.1 Transformadores de Potencia.....	16
1.5.2 Transformadores de Distribución.....	18
1.5.3 Reactores.....	20
1.6 Clasificación de acuerdo al tipo de medición	22
1.6.1 Transformadores de Corriente.....	22
1.6.2 Transformadores de Tensión o Potencial.....	22
1.6.3 Transformadores capacitivos.....	23
1.7 Clasificación de acuerdo al nivel de tensión	24
1.7.1 Transformador reductor.....	24
1.7.2 Transformador elevador.....	24
1.8 Clasificación de acuerdo a su frecuencia	25
1.8.1 Transformador de alta frecuencia.....	25

DIAGNÓSTICO DE POSIBLES FALLOS EN TRANSFORMADORES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA	26
2.1. El transformador presenta sobrecalentamiento	26
2.1.1 <i>Fallo en el sistema de aislamiento de un transformador</i>	26
2.1.1.1 <i>Efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite</i>	26
2.1.1.2 <i>Oxígeno en los aislantes</i>	27
2.1.1.3 <i>Temperatura elevada en el aislante</i>	27
2.1.1.4 <i>Contaminantes externos</i>	27
2.1.2 <i>Falla en el sistema de refrigeración (transformadores tipo subestación)</i>	28
2.1.2.1 <i>Filtraciones de aceite en el tanque y en las bombas de aceite y agua</i>	28
2.1.2.2 <i>Descompostura de los ventiladores</i>	29
2.1.2.3 <i>Termostato defectuoso</i>	29
2.1.3 <i>Temperaturas ambientales elevadas</i>	29
2.1.4 <i>Sobrecarga</i>	30
2.1.5 <i>Ausencia de una fase</i>	31
2.1.5.1 <i>La red de alimentación trifásica presenta fallas en un fase</i>	31
2.1.5.2 <i>Fase interrumpida en el bobinado del transformador</i>	31
2.1.5.3 <i>Ferro resonancia en conexiones</i>	31
2.1.6 <i>Pérdida de las propiedades dieléctricas del aceite</i>	39
2.2 El transformador produce ruidos anormales	40
2.2.1 <i>Suciedad dentro del terminal tipo bota (Padmounted)</i>	40
2.2.2 <i>Instalación incorrecta de puntas interiores y exteriores en media y alta tensión</i>	40
2.2.3 <i>Ferroresonancia producida por la pérdida de una fase</i>	41
2.2.4 <i>Terminales flojos en el devanado primario</i>	41
2.3 El transformador presenta variación de nivel de tensión en el secundario	42
2.3.1 <i>Desbalance de cargas</i>	42
2.3.2 <i>Sobrecalentamiento en una bobina del devanado secundario</i>	42
2.3.2.1 <i>Factor de cargabilidad, factor K</i>	43
2.4 El transformador no se energiza	44
2.4.1 <i>Avería en el interruptor de encendido (Padmounted)</i>	44
2.4.2 <i>Fusible abierto (Padmounted)</i>	45
2.4.3 <i>Daño en terminales</i>	45
PROCESO PARA EL MANTENIMIENTO, OPERACIÓN E INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA	46
3.1. Pruebas para mantenimiento general	46

3.1.1. Prueba de factor de potencia	48
3.1.2. Prueba de relación de transformación y corriente de excitación	50
3.1.3. Prueba de impedancia	52
3.1.4. Prueba de resistencia de aislamiento de los devanados.	53
3.1.5. Prueba de resistencia de devanados y cambiador de tomas en carga (OLTC).	54
3.2. Mantenimiento General	56
3.2.1. Limpieza general.	56
3.2.2. Inspección de temperaturas excesivas parciales y totales.	59
3.2.3. Inspección del volumen de aceite.	60
3.2.3.1. Inspección de fugas de aceite.	60
3.2.3.2. Deterioro del aceite de aislamiento.	61
3.2.3.3. Evaluación del deterioro del aceite.	62
3.2.3.4. Limpieza del tanque contenedor de aceite	62
3.2.5. Inspección de ruidos anormales.	63
3.2.6. Ajuste de piezas de fijación y de válvulas.	64
3.2.7. Inspección regular y evaluación del deterioro del aislamiento.	65
3.2.8. Inspección de daños locales (fisuras) de los bushings y terminales	66
3.2.9. Inspección y mantenimiento en caso de fugas en el tanque.	67
3.2.10. Mantenimiento e inspección del equipo de refrigeración.	68
3.2.11. Mantenimiento e inspección de los termómetros.	68
3.2.12. Mantenimiento e inspección del indicador de nivel de aceite.	69
3.2.13. Mantenimiento e inspección de la válvula de sobrepresión.	70
3.2.14. Mantenimiento e inspección de los respiradores de gel de sílice.	71
3.2.15. Mantenimiento e inspección de empaques.	72
3.3. Instalación de un Transformador de Potencia.	76
3.3.1. Responsabilidades:	76
3.3.1.1. Supervisor de campo.	76
3.3.1.2. Supervisor de Seguridad.	76
3.3.1.2. Personal técnico.	77
3.3.2. Transporte.	77
3.3.3. Recursos:	78
3.3.3.1. Personal.	78
3.3.3.2. Equipos.	78
3.3.3.3. Herramientas.	79

3.3.3.4. <i>Materiales consumibles y otros.</i>	80
3.3.4. <i>Consideraciones generales.</i>	80
3.3.5. <i>Montaje mecánico.</i>	82
3.3.5.1. <i>Limpieza y retoques de pintura</i>	82
3.3.5.2. <i>Proceso de vacío del transformador.</i>	85
3.3.5.3. <i>Llenado del aceite dieléctrico.</i>	85
3.3.5.4. <i>Par recomendado en el ajuste de la tornillería correspondiente.</i>	86
3.3.4.5. <i>Pruebas eléctricas y verificaciones finales.</i>	87
3.5. Puesta en servicio	87
3.6. Operación	88
3.6.1. <i>Cambiador de derivaciones de operación desenergizada.</i>	88
3.6.2. <i>Elementos de protección en alta tensión</i>	90
3.6.2.1. <i>Coordinación de protecciones</i>	90
PROCESO PARA LA REPARACIÓN DE TRANSFORMADORES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA	96
4.1. Inspección general	96
4.2. <i>Desarmado del transformador</i>	101
4.2.1. <i>Realizar diagramas de conexión de placa</i>	102
4.2.2. <i>Datos de la placa</i>	102
4.2.3. <i>Desarmado del núcleo</i>	102
4.3 Reconstrucción del bobinado eléctrico	103
4.3.1. <i>Obtener datos del devanado Primario</i>	103
4.3.2. <i>Extracción de devanado Primario</i>	103
4.3.3 <i>Obtener datos del devanado Secundario</i>	104
4.3.4. <i>Extracción devanado Secundario</i>	104
4.3.7. <i>Construcción de carrete aislante del núcleo</i>	105
4.3.8. <i>Bobinado de devanado Secundario</i>	107
4.3.8.1 <i>Pruebas de continuidad en devanado Secundario</i>	108
4.3.8.2 <i>Aislar devanado de Secundario</i>	109
4.3.9. <i>Bobinado del devanado Primario</i>	110
4.3.9.1 <i>Prueba de continuidad en devanado Primario</i>	110
4.3.9.2 <i>Aislar devanado Primario</i>	110
4.3.10. <i>Armado del núcleo del transformador</i>	111
4.3.11. <i>Probar aislamiento</i>	113
4.4. Casos de Análisis	113

4.4.1. Cambio de tensiones mediante aumento de TAP.....	113
4.4.2. Rebobinado de un transformador trifásico en baja tensión	117
CÁLCULO DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA	124
5.1. Cálculo de transformadores y autotransformadores en baja tensión.	124
5.1.1. Cálculo de transformadores monofásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión.	124
5.1.2. Cálculo de transformadores trifásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión	129
5.1.3. Cálculo de autotransformadores monofásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión.	134
5.1.4. Cálculo de autotransformadores trifásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión.	139
5.2. Cálculo de transformadores en media tensión.	142
5.2.1. Cálculo de transformadores monofásicos de pequeña potencia en media tensión.	142
5.2.2. Cálculo de transformadores trifásicos de pequeña potencia en media tensión.	144
5.3. Ejemplos de cálculo	146
5.3.1. Transformadores monofásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión. ..	146
5.3.2. Transformadores trifásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión. .	152
5.3.3. Autotransformador monofásico tipo reductor de pequeña o mediana potencia en baja tensión.	160
5.3.4. Autotransformadores monofásico tipo elevador de pequeña o mediana potencia en baja tensión.	167
5.3.5. Autotransformador trifásico de pequeña o mediana potencia en baja tensión.	174
5.3.6. Cálculo de transformadores monofásicos de pequeña potencia en media tensión.	180
Referencias:	186

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.1. Accesorios de un transformador monofásico Tipo Pedestal</i>	3
<i>Tabla 1.2. Accesorios de un transformador trifásico</i>	6
<i>Tabla 1.3: Designación de la refrigeración de un transformador</i>	13
<i>Tabla 1.4: Accesorios de un transformador de potencia tipo subestación con tanque de compensación.</i>	18
<i>Tabla 2. 1: “Relaciones de voltaje nominal del sistema, voltaje máximo del sistema y nivel básico de aislamiento BIL”</i>	33
<i>Tabla 2. 2: “Interrelaciones entre los niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores con BIL de 350 kV y menores”</i>	34
<i>Tabla 2. 3: Indicadores del aceite dieléctrico</i>	39
<i>Tabla 2. 4: Factor K adecuado para transformadores de distribución según la carga.</i>	44
<i>Tabla 3. 1: Posibles impactos en un transformador sin mantenimiento</i>	47
<i>Tabla 3. 2: Análisis de las pruebas, resultados y posibles mantenimientos</i>	56
<i>Tabla 3. 3. Plantilla del personal requerido para el montaje de un transformador según ABB</i>	78
<i>Tabla 3. 4. Par recomendado para aprietes de tornillos.</i>	86
<i>Tabla 3. 5. Tiempos que soportan las corrientes según su impedancia.</i>	93
<i>Tabla 4. 1. Datos de transformador existente.</i>	114
<i>Tabla 4. 2. Datos de transformador proyectado del 2,5%</i>	115
<i>Tabla 5. 1. Dimensiones de chapa magnética normalizada en E/I, expresada en mm</i>	126
<i>Tabla 5. 2. Dimensiones de chapa magnética normalizada en U/I, expresada en mm</i>	127
<i>Tabla 5. 3. Dimensiones de chapa magnética normalizada en E/I, expresadas en mm</i>	130
<i>Tabla 5. 4. Cálculo de variables de construcción para transformadores monofásicos en baja tensión.</i>	151
<i>Tabla 5. 5. Nomenclatura utilizada en cálculos de transformadores monofásicos en baja tensión.</i>	152
<i>Tabla 5. 6. Cálculo de variables de construcción para transformadores trifásicos en baja tensión</i>	159
<i>Tabla 5. 7. Nomenclatura usada en cálculos de transformadores trifásicos en baja tensión..</i>	160
<i>Tabla 5. 8. Cálculo de variables de construcción para autotransformadores monofásicos tipo reductor en baja tensión</i>	166
<i>Tabla 5. 9. Nomenclatura utilizada en cálculos de autotransformadores monofásicos tipo reductor.</i>	167
<i>Tabla 5. 10. Cálculo de variables de construcción para autotransformadores monofásicos tipo elevador en baja tensión</i>	173
<i>Tabla 5. 11. Cálculo de variables de diseño para autotransformadores trifásicos en baja tensión</i>	179
<i>Tabla 5. 12. Nomenclatura utilizada en cálculos de autotransformadores trifásicos</i>	180
<i>Tabla 5. 13. Relación de voltaje en las 5 posiciones del tap.</i>	181

Tabla 5. 14. Relación de intensidad en las 5 posiciones del tap..... 182

INDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. 1: Transformador Monofásico del fabricante MORETRAN</i>	<i>1</i>
<i>Figura 1. 2: Transformador Tipo Pedestal y sus partes del fabricante INATRA.....</i>	<i>3</i>
<i>Figura 1. 3: Transformador Tipo Poste de 25 kVA, del fabricante ECUATRAN</i>	<i>4</i>
<i>Figura 1. 4: Transformador trifásico y sus partes del fabricante INATRA</i>	<i>5</i>
<i>Figura 1. 5: Transformador Trifásico Tipo Pedestal de 500 kVA del fabricante ECUATRAN....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 1. 6: Transformador monofásico tipo columna.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 1. 7: Transformador trifásico de tres columnas trifásico.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 1. 8: Transformador monofásico tipo acorazado.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 1. 9: Transformador Tipo Seco del fabricante MORETRAN</i>	<i>11</i>
<i>Figura 1. 10: Transformador sumergible, del fabricante ECUATRAN</i>	<i>14</i>
<i>Figura 1. 11: Principio de funcionamiento de un transformador de dos devanados.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 1. 12: Interior de un autotransformador de tres devanados de 700 kVA.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 1. 13: Partes de un transformador de potencia diseñado para subestaciones, del fabricante ECUATRAN.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 1. 14: Transformador de corriente para a) baja y b) media tensión.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 1. 15: Transformador de potencial para a) pequeña y b) mediana tensión</i>	<i>23</i>
<i>Figura 1. 16: Relación de tensión y corriente con respecto al número de espiras en un transformador reductor</i>	<i>24</i>
<i>Figura 1. 17: Relación de tensión y corriente con respecto al número de espiras en un transformador elevador.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 2. 1: Filtraciones de aceite en un transformador de potencia</i>	<i>29</i>
<i>Figura 2.2. “Comparación del BIL del transformador con voltaje de descarga de descargador para determinar el margen de protección”</i>	<i>35</i>
<i>Figura 2.3. Esquema general de coordinación de aislamiento individual. Modificado: Autor. .</i>	<i>36</i>
<i>Figura 2.4. Distancia en el aire y línea de fuga.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 2.5. Visión termográfica de un transformador trifásico de potencia. Autor.</i>	<i>38</i>
<i>Figura 2.6: Puntas de media tensión defectuosa con degradación del aislamiento y carbonizada entre la masilla y la capa semiconductora externa.</i>	<i>41</i>
<i>Figura 2.7: Devanados dañados por sobrecalentamiento.</i>	<i>43</i>
<i>Figura 3. 1: Esquema de conexión de prueba de capacitancia en un transformador</i>	<i>50</i>
<i>Figura 3. 2: Datos de placa de transformador seco a realizar mantenimiento.</i>	<i>57</i>
<i>Figura 3. 3: Limpieza de la carcasa exterior de un transformador trifásico de potencia EREMU.SA</i>	<i>57</i>
<i>Figura 3. 4: Antes y después de limpieza de la carcasa y accesorios exteriores de transformador.</i>	<i>58</i>
<i>Figura 3. 5: Revisión de ajustes de los terminales del devanado primario.</i>	<i>59</i>
<i>Figura 3. 6: Medición de la temperatura de un transformador.....</i>	<i>60</i>

<i>Figura 3. 7: Inspección de válvula de aceite.</i>	61
<i>Figura 3. 8: Revisión de ruidos emitidos por el transformador trifásico de potencia</i>	64
<i>Figura 3. 9: Reajuste de terminal de toma de puesta a tierra del transformador</i>	65
<i>Figura 3. 10: Inspección de bushings en transformador de 700 kVA.</i>	66
<i>Figura 3. 11: Revisión de terminales de alta tensión</i>	67
<i>Figura 3. 12: Revisión de termómetro AKM de Transformador de Potencia Trifásico</i>	69
<i>Figura 3. 13: Inspección del nivel de aceite del medidor de presión de aceite Transformador de potencia trifásico ECUATRAN 13.8/440V</i>	70
<i>Figura 3. 14: Válvula de sobrepresión accionada por sobrecarga del transformador</i>	71
<i>Figura 3. 15: Inspección del estado del recipiente de Respiradores de gel de sílice</i>	72
<i>Figura 3. 16. Ficha técnica de mantenimiento preventivo para transformadores tipo seco</i>	74
<i>Figura 3. 17. Ficha técnica de mantenimiento preventivo para transformadores sumergidos en aceite.</i>	75
<i>Figura 3. 18. Traslado de un transformador de 0.45 MVA.</i>	78
<i>Figura 3. 19. Verificación de elementos, inspección externa y preservación del transformador</i>	81
<i>Figura 3. 20. Limpieza y retoques de pintura</i>	83
<i>Figura 3.21. Montaje de Radiadores</i>	84
<i>Figura 3.22. Montaje de pasatapas</i>	85
<i>Figura 3. 23. Curva de actuación de un relé diferencial</i>	91
<i>Figura 3. 24. Parámetros característicos considerados en la coordinación de protecciones.</i> ...	92
<i>Figura 3. 25. Curvas de protección de un transformador con interruptores en el primario y secundario</i>	94
<i>Figura 4. 1. Placa técnica de Transformador INATRA de 600 kVA con tensión de 13,8kV/440V</i>	97
<i>Figura 4. 2. Ficha técnica de rebobinado de transformador monofásico</i>	99
<i>Figura 4. 3. Ficha técnica de rebobinado de transformador trifásico</i>	100
<i>Figura 4. 4. Ficha técnica de rebobinado de autotransformador</i>	101
<i>Figura 4. 5. Desmontaje de un transformador seco de 0.5 kVA de 440/240 V</i>	103
<i>Figura 4. 6. Tipos de carretes aislantes</i>	105
<i>Figura 4. 7. Ensamble del carrete aislante</i>	106
<i>Figura 4. 8. Aplicación de barniz al carrete</i>	107
<i>Figura 4. 9. Bobinado del transformador</i>	108
<i>Figura 4. 10. Demostración de la prueba de continuidad del bobinado</i>	109
<i>Figura 4. 11. Demostración de la cobertura aislante del bobinado</i>	109
<i>Figura 4. 12. Demostración del armado y ensamble del núcleo mediante las chapas</i>	112
<i>Figura 4. 13. Demostración de la prueba de resistencia de aislamiento del transformador</i>	113

<i>Figura 4. 14. Posicionamiento del tap de 7 posiciones en el transformador trifásico de 0,8 MVA</i>	116
<i>Figura 4. 15. Rebobinado del transformador trifásico.</i>	117
<i>Figura 4. 16. Intercambiador de Tap reemplazado.</i>	117
<i>Figura 4. 17. Desmontaje de transformador seco a reparar.</i>	118
<i>Figura 4.18. Inspección visual del bobinado averiado.</i>	119
<i>Figura 4. 19. Pernos pasantes que sujetan la parte superior de las chapas del núcleo.</i>	119
<i>Figura 4.20. Desenrollo del alambre de la bobina quemada.</i>	120
<i>Figura 4.21. Bobinado aislado y recubierto de barniz.</i>	121
<i>Figura 4.22. Montaje del bobinado en el núcleo.</i>	121
<i>Figura 4.23. Bobinas montadas en el núcleo, listo para realizar pruebas.</i>	122
<i>Figura 4.24. Prueba de aislamiento de bobinados.</i>	123
<i>Figura 5. 1. Sección real del empilado de chapa magnética del transformador</i>	125
<i>Figura 5. 2. Acotado de medidas de chapa magnética tipo E/I</i>	125
<i>Figura 5. 3. Cotas de medidas de chapa magnética tipo U/I</i>	126
<i>Figura 5. 4. Acotado de dimensiones de chapa magnética tipo E/I.</i>	130

GLOSARIO

Aislante	Material cuyas cargas eléctricas internas no pueden moverse causando una escasa magnitud de corriente bajo la influencia de un campo eléctrico.
ANSI	Instituto Nacional de Estándares Americanos.
AST	Análisis de Seguridad en el trabajo.
A. T	Alta tensión o alto voltaje.
BIL	Nivel básico de aislamiento.
B_{max}	Inducción magnética en [Gauss]
B. T	Baja tensión o bajo voltaje.
CA	Corriente Alterna.
CC	Corriente Continua.
Clase F	Temperatura admisible de material aislante de 150°C.
Clase H	Temperatura admisible de material aislante de 180°C.
CTC	Cambiador de tomas en carga.
Devanado	Componente conformado por un hilo conductor aislado y devanado repetidamente.
DF	Factor de disipación.
DGA	Análisis de gases disueltos.
D_p	Diámetro del devanado primario en [mm].
D_s	Diámetro del devanado secundario en [mm].
E	Energía en [Wh].
$E_{p\Delta}$	Tensión del primario en triángulo.
E_{SY}	Tensión secundaria en estrella.
Epóxido	Polímero reactivo.
f	Frecuencia de la red en [Hz].
FD	Factor de potencia.
FRSL	Respuesta de frecuencia de pérdidas de fuga.
I	Corriente en [A].
IEC	Comisión Electrónica Internacional.
IEEE	“Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos”.
INEN	Servicio Ecuatoriano de Normalización.
I_p	Índice de polarización.
I_{ps}	Corriente del devanado primario en [A].
J	Densidad de corriente.

k	Factor de corrección.
L	Inductancia en [H].
N_p	Número de espiras en el devanado primario.
N_s	Número de espiras en el devanado secundario.
N_t	Número de espiras totales.
Φ	Flujo magnético.
\emptyset	Sección transversal del núcleo
OFAF	Aceite forzado a circular dentro del circuito cerrado por medio de bomba de aceite.
OLTC	Cambiador de tomas bajo carga.
ONAF	Aceite de aire natural forzado.
ONAN	Aceite Natural Aire Natural.
P	Potencia útil para el diseño en [W].
Par	Fuerza aplicada en [N-cm].
PCB	Poli clorhidrato de bifenilo, serie de compuestos organoclorados formados mediante la cloración de diferentes posiciones del bifenilo.
P_{ps}	Potencia del devanado secundario.
P_{pm}	Unidad de medida con la que se mide la concentración “partes por millón”.
Q	Potencia reactiva en [Var].
R	Resistencia en [Ω].
R_p	Resistencia del bobinado primario.
R_s	Resistencia del bobinado secundario.
R_t	Relación de transformación.
S	Sección del núcleo.
S_p	Sección del devanado primario en [mm^2]
S_s	Sección del devanado secundario en [mm^2].
Tap	Derivación mecánica de un transformador.
Tip-up	Levantamiento.
TC	Transformador de corriente
TP=	Transformador de potencial.
V	Voltaje en [V].
V_m	Voltaje máximo del sistema en [V].
V_n	Voltaje nominal del sistema en [V].
V_p	Tensión primaria en [V]
V_{pY}	Tensión del primario en estrella en [V]

V_p	Tensión secundaria en [V]
V_{sd}	Tensión de pérdidas en el secundario en [V]
V_{st}	Tensión en [V].
V%	Voltaje porcentual.
UV	Ultra violeta.
Z=	Impedancia.
%=	Reactancia del transformador.

RESUMEN

Este proyecto consiste en la actualización de un manual de construcción, cálculo, instalación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia. Para lo cual, se divide el documento en 5 capítulos:

El primer capítulo clasifica los transformadores y se realiza una pequeña reseña de cada uno de ellos, así como sus características y rango de potencia. También se realiza una subdivisión, clasificándolos de acuerdo a sus características.

En el segundo capítulo se discute y analiza los posibles fallos en los transformadores, en donde se evalúan varios factores externos e internos de un transformador que producirían el fallo.

El tercer capítulo explica los procedimientos para el mantenimiento, la operación y la instalación de los transformadores. Para el mantenimiento se describen los procedimientos desde un mantenimiento general como es la limpieza de la carcasa, así como los de tipo mecánico como es la fisura en los pasatapas. Además del mantenimiento e inspección, se mencionan las pruebas necesarias para constatar que el transformador se encuentre en óptimas condiciones. En el caso de la instalación de los transformadores, se detallan las responsabilidades del personal técnico, así como las herramientas necesarias y el procedimiento del montaje mecánico.

El cuarto capítulo describe el proceso de reparación de un transformador. Esto requiere una inspección del equipo, para proceder con el desarmado, como pasos previos para la determinación del fallo. En una gran cantidad de transformadores se realiza una reconstrucción del bobinado, para lo cual se detalla cada uno de los pasos que se debe seguir.

En el último capítulo se analiza los cálculos correspondientes al diseño de transformadores y autotransformadores monofásicos y trifásicos en baja y media tensión, para lo cual se realizan ejemplos de cálculo, tratando que sean lo más prácticos y del entendimiento del lector.

ABSTRACT

This project consists of updating a manual for the construction, calculation, installation and maintenance of small and medium power transformers. For this purpose, the document is divided into 5 chapters:

The first chapter classifies the transformers and a small review of each one of them is made, as well as their characteristics and power range. A subdivision is also made, classifying them according to their characteristics.

The second chapter discusses and analyzes the possible failures in transformers, where several external and internal factors of a transformer that would produce the failure are evaluated.

The third chapter explains the procedures for maintenance, operation and installation of transformers. For maintenance, the procedures are described from general maintenance such as the cleaning of the casing, as well as mechanical procedures such as the cracking of the bushings. In addition to maintenance and inspection, the necessary tests to verify that the transformer is in optimal conditions are mentioned. In the case of transformer installation, the responsibilities of the technical personnel are detailed, as well as the necessary tools and the mechanical assembly procedure.

The fourth chapter describes the transformer repair process. This requires an inspection of the equipment, in order to proceed with the disassembly, as previous steps for the determination of the failure. In a large number of transformers, a reconstruction of the winding is carried out, for which each of the steps to be followed is detailed.

The last chapter analyzes the calculations corresponding to the design of single-phase and three-phase transformers and autotransformers in low and medium voltage, for which calculation examples are made, trying to make them as practical and understandable to the reader.

INTRODUCCIÓN

Con el transcurrir del tiempo el sector eléctrico se moderniza, y al ser el transformador un elemento importante en dicho sector, es esencial actualizar la información y conocimientos referidos al mismo. Por esta razón se deben considerar varios aspectos fundamentales en la vida útil de un transformador, tales como el diseño, operación, instalación y mantenimiento.

La finalidad de un buen diagnóstico que muchas veces ofrece la experiencia, es la de evitar errores al momento de reparar un transformador, ya que el no acertar al fallo conllevaría afectaciones en la confiabilidad y calidad en el servicio de suministro eléctrico e incluso en la pérdida total del equipo.

El propósito del proyecto es realizar una guía de los procesos y pruebas que el personal eléctrico debe seguir para instalar, operar y proporcionar un correcto mantenimiento en los transformadores. La instalación y pruebas en los transformadores se deben realizar guiadas en las normas que establece la NTE INEN [1] y la IEEE [2] [3] [4], además de constatar que se encuentren en su última versión.

CAPITULO 1

CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES

En este capítulo se indica la clasificación de los transformadores, se utilizarán los transformadores de las principales casas de fabricación en el país (INATRA, ECUATRAN, MORETRAN, ESEMEC, RVR TRANSFORMADORES), así como los niveles de tensión que se utilizan a nivel nacional.

1.1 Clasificación de acuerdo al número de fases

1.1.1 Transformador Monofásico

Son transformadores que cuentan con dos devanados, un devanado primario y uno secundario respectivamente. Tienen un rango que oscila entre los 3 kVA hasta los 333 kVA [5]. En la figura 1.1 se observa un transformador monofásico MORETRAN DE 50 kVA.



Figura 1. 1: Transformador Monofásico del fabricante MORETRAN [6].

Los transformadores monofásicos se clasifican en: Tipo pedestal y tipo poste.

1.1.1.1 Transformador monofásico Tipo Pedestal (Pad Mounted).

Este tipo de transformador se encuentra ubicado dentro de un gabinete, con la intención de protegerlo de la intemperie, como se muestra en la figura 1.2. Pueden ser del tipo radial cuando se necesite que el alimentador primario llega a cada transformador de forma independiente [6], cuenta con protecciones como:

- Seccionador bajo carga de dos o cuatro posiciones.
- Aislador tipo pozo corto
- Conector interfase
- Aislador de Baja Tensión.
- Bases porta fusibles sumergibles en aceite
- Fusibles tipo expulsión BAY-O-NET.

Los elementos de protección dependerán de la aplicación y necesidad que tenga el usuario.

Rango de fabricación:

- Semi protegido: De 3 kVA hasta 333 kVA.
- Autoprotegido: De 3 kVA hasta 100 kVA.
- Voltaje Máximo: 34 500 V.

“Los valores pueden variar de acuerdo al fabricante. Además, se puede consultar las dimensiones del transformador correspondiente a la potencia requerida en la página oficial del proveedor.”

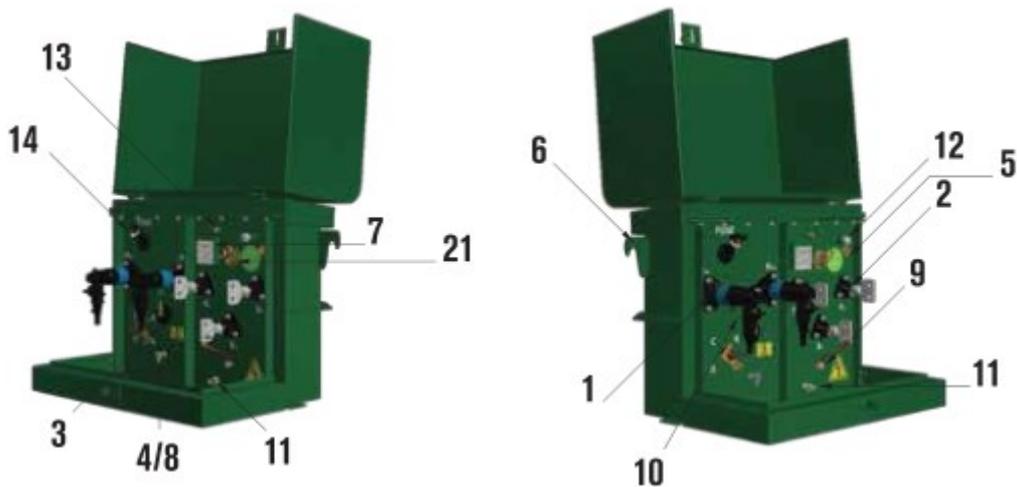


Figura 1. 2: Transformador Tipo Pedestal y sus partes del fabricante INATRA [6].

Tabla 1.1. Accesorios de un transformador monofásico Tipo Pedestal

ACCESORIOS	
1	Aislador Well de Alto Voltaje
2	Aislador/Terminal termoplástico de Bajo Voltaje
3	Cambiador de taps para operación desenergizada
4	Dispositivo de puesta a tierra del tanque
5	Indicador de nivel de aceite
6	Orejas de levantamiento
7	Placa de identificación
8	Previsión de puesta a tierra para codos
9	Puesta a tierra del terminal neutro de Bajo Voltaje
10	Soporte para bushing de parqueo
11	Toma de muestra y drenaje de aceite
12	Toma para llenado de aceite
13	Válvula de alivio de presión
14	Conjunto soporte fusible - Bayoneta
15	Fusible bayoneta*
16	Fusible expulsión*
17	Fusible de respaldo por enlace de aislamiento*
18	Fusible de respaldo limitador de corriente*
19	Cambiador de voltaje dual*
20	Descargador de sobre Tensión Bajo voltaje*
21	Interruptor/Disyuntor Baja Tensión sumergido en aceite
Nota: * Accesorios internos	

1.1.1.2 Transformador monofásico Tipo Poste.

Están diseñados para trabajar a la intemperie, como se muestra en la figura 1.3. Se fabrica dependiendo de la aplicación o la zona donde se requiera montar este equipo.

Rango de fabricación:

- Convencional: De 3 kVA hasta 167 kVA.
- Autoprotegido: De 3 kVA hasta 100 kVA.
- Voltaje Máximo: 34 500 V.



Figura 1. 3: Transformador Tipo Poste de 25 kVA, del fabricante ECUATRAN [7].

1.1.1.2.1 Transformador monofásico Tipo Poste Convencionales

Generalmente se utiliza para transferir energía eléctrica a circuitos de servicios del consumidor del tipo industrial, comercial o residencial. Cuentan con uno o dos bushings en alta tensión [7].

1.1.1.2.2 Transformador monofásico Tipo Poste Autoprotegidos

Básicamente es un transformador convencional con elementos de protección los cuales son seleccionadas de acuerdo a la necesidad del usuario o zona en donde se va a utilizar: pararrayos (sobretensiones), fusible de expulsión (sobrecorrientes por

cortocircuito), interruptor termomagnético (sobrecarga), además de luces piloto para indicar condiciones de sobrecarga [7]. De igual manera, se pueden agregar otros elementos de protección, según la disposición que indique el usuario.

1.1.2 Transformador Trifásico

El transformador trifásico está construido para entregar energía con instalación en poste o cámara de distribución. Se caracterizan por tener tres líneas de media tensión y 3 o 4 líneas de baja tensión [6] [8]. Tal como se muestra en la figura 1.4.

Rango de fabricación:

- Convencional: De 15 kVA hasta 500 kVA.
- Voltaje Máximo: 34 500 V

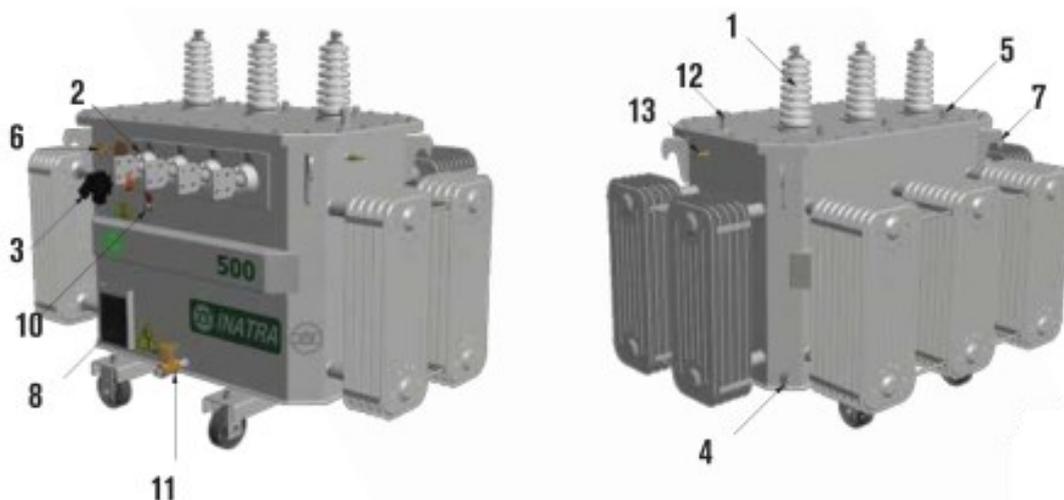


Figura 1. 4: Transformador trifásico y sus partes del fabricante INATRA [6].

Tabla 1.2. Accesorios de un transformador trifásico

ACCESORIOS	
1	Aislador/Terminal de Alto Voltaje
2	Aislador/Terminal de Bajo Voltaje
3	Cambiador de taps para operación desenergizada
4	Dispositivo de puesta a tierra del tanque
5	Dispositivo para montaje de pararrayos
6	Indicador de nivel de aceite
7	Orejas de levantamiento
8	Placa de identificación
9	Puesta a tierra del terminal neutro de Alto Voltaje*
10	Puesta a tierra del terminal neutro de Bajo Voltaje
11	Toma de muestra y drenaje de aceite
12	Toma para llenado de aceite
13	Válvula de alivio de presión
14	Cambiador de voltaje dual*
Nota: * Accesorios internos	

1.1.2.1 Transformador Trifásico Convencional

Estos transformadores son utilizados para elevar o reducir la tensión de las redes de media o alta tensión a tensiones que puedan ser utilizadas de forma residencial, comercial e industrial. Por lo general, son utilizados en las redes de distribución, transformando las tensiones de 13.2 kV o 34.5 kV a tensiones bajas como 220/127 V, para que puedan operar los electrodomésticos y equipos [8].

1.1.2.2 Transformador Trifásico Tipo Pedestal (Pad Mounted)

Estos transformadores tienen un gabinete de protección que no permite que los aisladores de Alta y Baja Tensión estén expuestos a la intemperie. Tiene un gabinete independiente que se atornilla al tanque, que protege los circuitos de baja y alta tensión. Además, cuentan con un enclave mecánico que por seguridad no permite el acceso al compartimiento de alta tensión hasta que se haya hecho lo propio con el de baja tensión, como se aprecia en la figura 1.5 [7]. Se debe indicar que todas estas características

dependerán de la casa de fabricación. En este caso, son las características de la casa de fabricación ECUATRAN.

Rango de fabricación:

- Semi protegido: De 15 kVA hasta 5000 kVA.
- Autoprotegido: De 25 kVA hasta 160 kVA.
- Conmutable: De 600 kVA hasta 1500 kVA.
- Voltaje Máximo: 34 500 V.



Figura 1. 5: Transformador Trifásico Tipo Pedestal de 500 kVA del fabricante ECUATRAN [7].

También es conocido como transformador de frente muerto (terminales de Alta Tensión aislados y separados). Se utiliza como parte de un sistema de distribución subterráneo.

- Tipo Radial: Diseñado para la conexión de un único conjunto de cables primarios, lo que no permite la continuidad de la acometida.
- Tipo Anillo: Un transformador generalmente con dos pasatapas por cada terminal, de tal manera que la fuente primaria puede ser obtenida por ambos lados, o también son conectados a otros transformadores con el fin de extender la red de alimentación primaria.

Un aspecto a considerar en estos transformadores es la utilización de una conexión delta - estrella en el primario y secundario respectivamente, cuando se tiene una entrada de 13,2 kV – 13,8 kV. En cambio, para una entrada de 22 kV, se utiliza una conexión estrella-estrella.

1.2 Clasificación de acuerdo a su diseño y fabricación

La construcción del núcleo es muy importante, ya que para su fabricación se tienen en cuenta varios parámetros tales como el costo de construcción, de reparación, refrigeración, aislamiento, dimensión, así como su robustez mecánica.

1.2.1 Transformador Tipo Columna

Un transformador tipo columna, tiene forma rectangular y está constituido en dos grupos de devanados que abrazan a un núcleo, el cual no es compacto, sino que está conformado por un paquete de láminas sobrepuestas, las cuales se encuentran aisladas entre si eléctricamente. Este núcleo está compuesto a trozos, uno en forma de “U” y el otro, lo cierra en forma de “I” [9] [10].

En lo que respecta a sus devanados, se bobina en primer lugar el devanado de menor tensión, lo más simétrico posible entre sus dos columnas. Es decir, se utiliza el mismo número de vueltas en ambas columnas, como se muestra en la figura 1.6. Al finalizar este primer bobinado, se debe colocar una capa aislante, y se empieza a bobinar el devanado de mayor tensión (devanado A. T), de igual forma se realiza con el bobinado de baja tensión, distribuyendo el mismo número de vueltas en ambas columnas [10].

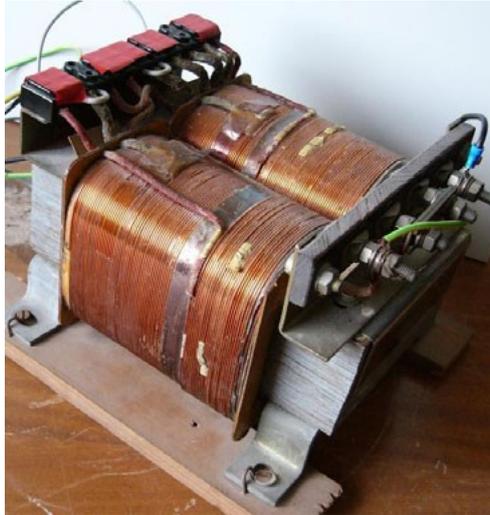


Figura 1. 6: Transformador monofásico tipo columna [10].

También existen transformadores de tres y cinco columnas, que por lo general son trifásicos. Para el caso del transformador de tres columnas, estas son de igual dimensión, tal como se observa en la figura 1.7. Estos, se bobinan sobre cada una de las columnas, teniendo en cuenta que debe existir una capa de aislamiento intermedia. Al ser trifásicos, se puede realizar una conexión tipo estrella, delta o zig zag en las fases del primario, ocurre lo mismo en las fases del secundario [10].



Figura 1. 7: Transformador trifásico de tres columnas trifásico [10].

1.2.2 Transformador Tipo Acorazado

El transformador tipo carcasa o acorazado, se encuentra construido en pedazos. El primero en forma de “E” y otro en forma de “I” [9] [10]. En cuanto a sus devanados, estos, se bobinan sobre la columna central, uno encima de otro, que de igual forma deber ser separado por una capa aislante en la mitad de los dos devanados, como se observa en la figura 1.8. Una ventaja de este núcleo es que se obtienen flujos de dispersión más pequeños con respecto a los de tipo columna, ya que los devanados se encuentran más rodeados del hierro del núcleo magnético [10].

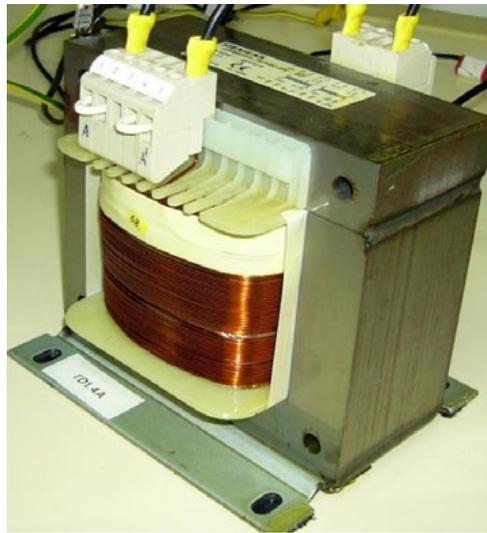


Figura 1. 8: Transformador monofásico tipo acorazado [10].

1.3 Clasificación de acuerdo a su refrigeración y aislamiento

1.3.1 Transformador Tipo Seco

Este tipo de transformadores se caracterizan por tener como medio de enfriamiento el aire, careciendo de algún tipo de enfriamiento líquido, para protegerse de la humedad los devanados se encuentran cubiertos de resina epoxi como medida de protección. El sistema de aislamiento por lo general suele ser de clase F (150° C) o de clase H (180° C). Ya que no tiene un refrigerante secundario, el tipo de refrigeración y circulación del medio aislante, se designa únicamente mediante dos letras (ver en la tabla

1.3). De esta manera, un transformador AN, es un transformador seco refrigerado por aire ambiente por propagación natural [6] [10].

Este tipo de transformadores carecen de radiadores o de algún sistema de ventilación forzada externo como se observa en la figura 1.9, del fabricante Moretran.



Figura 1. 9: Transformador Tipo Seco del fabricante MORETRAN [6].

Rango de fabricación:

- Monofásicos: De 15 kVA hasta 167 kVA.
- Trifásicos: De 15 kVA hasta 550 kVA.
- Voltaje Máximo: 1200 V.

1.3.2 Transformador Sumergido en Aceite

Estos transformadores utilizan aceite mineral como medio de enfriamiento. A diferencia de los de tipo seco, al estar sumergidos en aceite ofrecen una mejor refrigeración y aislamiento. Indicar que en la actualidad estos transformadores son de llenado integral, porque la cuba se encuentra llena de aceite y es hermética [5] [8].

Los líquidos aislantes se clasifican en:

- Aceite mineral

Estos son derivados del petróleo en donde predomina los hidrocarburos. Representan alrededor del 90% del volumen en uso de aceites dieléctricos. A pesar de ser un excelente aislante eléctrico, los transformadores sumergidos en aceite mineral son propensos a incendiarse, debido a que tiene una temperatura de encendido baja de 145° C [10].

- Aceite vegetal

Es biodegradable, lo que implica que la contaminación en el suelo desaparece en pocas semanas, en caso de producirse un derrame. Tiene una temperatura de ignición de 300° C, lo que es una gran ventaja para su aplicación en el sector industrial [10].

- Fluidos sintéticos

Su temperatura de ignición de 300° C y su baja viscosidad, afirma que es un excelente refrigerante, considerando el Alpha Fluid como uno de los fluidos sintéticos más utilizados y que se puede ser compatible con los aceites minerales.

Para designar el tipo de refrigeración de un transformador se utiliza una nomenclatura de cuatro letras, en donde las dos primeras indican el refrigerante primario y las dos siguientes indican el refrigerante secundario [10].

Tabla 1.3: Nomenclatura del tipo de refrigeración de un transformador

Tipo de fluido	Símbolo		
Aceite mineral	O		
Pyraleno	L	Tipo de circulación	Símbolo
Gas	G	Natural	N
Agua	W	Forzada	F
Aire	A		
Aislante sólido	S		

En el caso de una refrigeración tipo ONAN, el aceite natural es el refrigerante primario y circula por propagación natural. El refrigerante secundario es el aire que rodea a la cuba del equipo, el cual se mueve por propagación natural [10], ECUATRAN ofrece este tipo de transformadores, como se observa en la figura 1.10.

Con respecto al material que se utiliza en los bobinados, estos, están realizados de aluminio y/o cobre. Los devanados pueden ser de sección tipo circular, concéntrico o coaxial en las columnas de los núcleos [5].

Rango de fabricación:

- Monofásicos: De 3 kVA hasta 333 kVA.
- Trifásicos: De 15 kVA hasta 500 kVA.
- Voltaje Máximo: 34,5 kV.



Figura 1. 10: Transformador sumergible, del fabricante ECUATRAN [7].

1.4 Clasificación de acuerdo a sus devanados

1.4.1 Transformador de Dos Devanados (Monofásicos)

En esta clasificación están incluidos los transformadores monofásicos convencionales, mencionados en el punto 1.1.1. Estos se caracterizan por poseer dos devanados que se encuentran separados uno con respecto del otro, es decir al primario y secundario, como se observa en la figura 1.11. El devanado primario es aquel por donde ingresa la energía al transformador con N_1 espiras y el devanado secundario es por donde sale la energía hacia las cargas con un número N_2 espiras [8] [9].

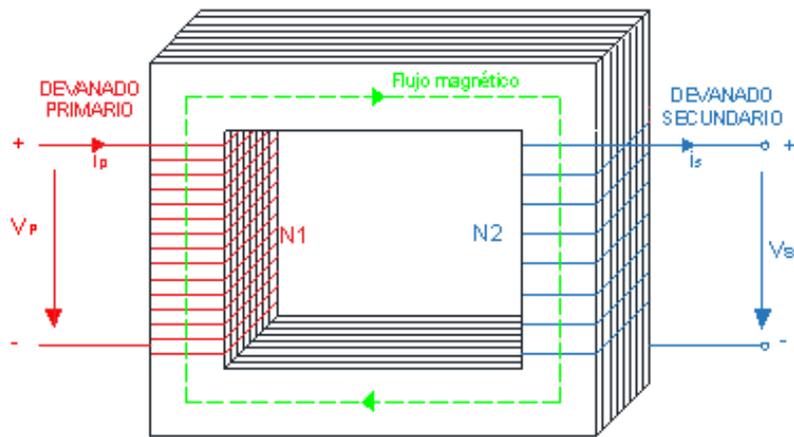


Figura 1. 11: Relación de espiras de un transformador de dos devanados.

Modificado: Autor.

1.4.2 Transformadores de tres devanados (Autotransformadores)

Cuando dos devanados de un transformador están relacionados eléctricamente es considerado autotransformador, el cual tiene la posibilidad de tener un solo devanado continuo común al primario y secundario. Aunque se puede conectar dos o más bobinas en el mismo núcleo magnético para conformar un autotransformador. En la figura 1.12 se muestra el interior de un autotransformador.

La conexión eléctrica entre los devanados indica que una fracción de energía es transferida del primario al secundario por conducción. El acoplamiento magnético entre los devanados en cambio indica que una parte de la energía también se transfiere por inducción [8] [11].

Rango de fabricación:

- Monofásicos: De 15 kVA hasta 167 kVA.
- Trifásicos: De 15 kVA hasta 550 kVA.

- Voltaje Máximo: 1200 V.



Figura 1. 12: Interior de un autotransformador de tres devanados de 700 kVA [10].

Los autotransformadores pueden utilizarse para casi todas las aplicaciones en las que se emplea un transformador de dos devanados. Pero se debe considerar que una desventaja es la pérdida de aislamiento eléctrico entre el lado de alta y el de baja tensión del autotransformador y que en caso de generarse un cortocircuito se produciría corrientes de falla elevadas [8] [10].

1.5 Clasificación de acuerdo a su aplicación

1.5.1 Transformadores de Potencia

“Los transformadores de potencia se utilizan para subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Estos se utilizan en subestaciones transformadoras, centrales de generación y en grandes consumidores” [7]. En la figura 1.13 se muestra un transformador diseñado para subestaciones. Poseen un rango que va desde los 5 MVA hasta los 40 MVA, su tensión de entrada puede variar entre 34 kV y 69

kV, con un secundario que varía desde los 4,1 kV, hasta los 22.8 kV [7]. Cuentan con un gran número de accesorios que van desde su monitoreo hasta su protección, tales como:

- Tanque de compensación.
- Termómetros.
- Indicadores de nivel.
- Monitoreo de línea de gases.
- Sistema de monitoreo SCADA.
- Transformadores de protección y medida.

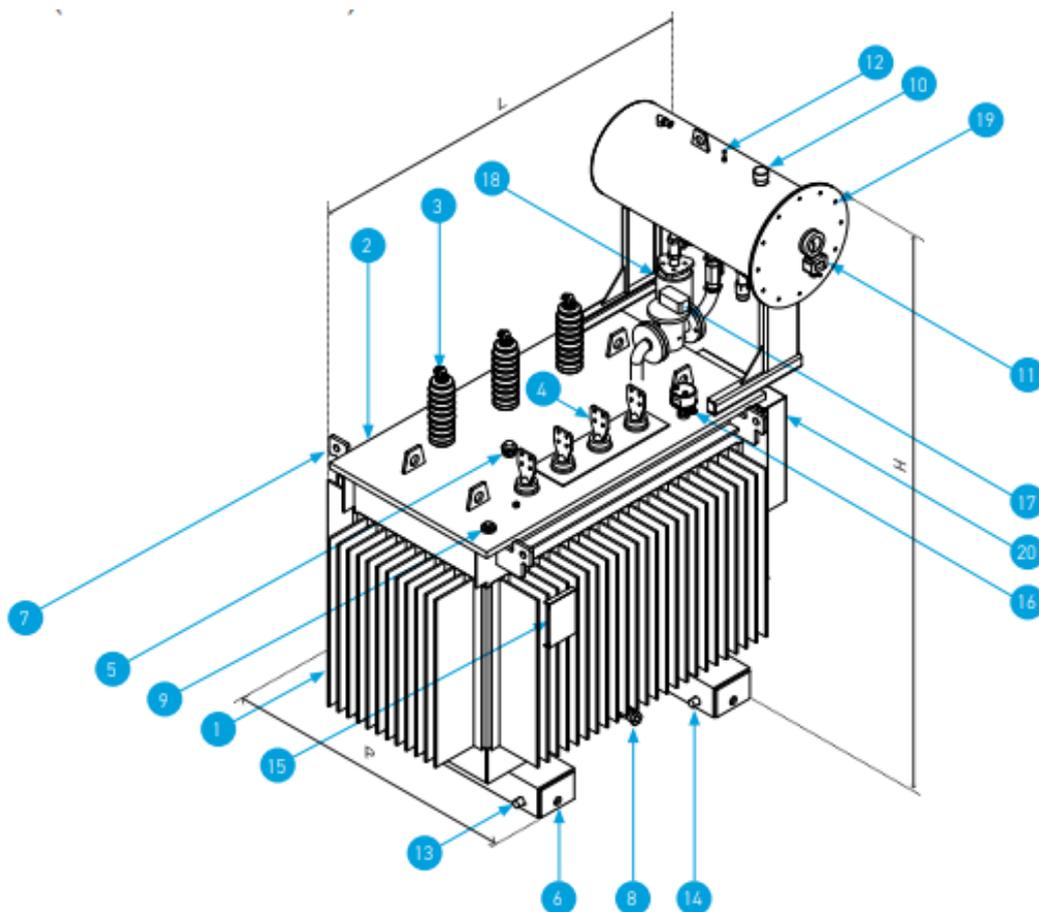


Figura 1. 13: Partes de un transformador de potencia diseñado para subestaciones, del fabricante ECUATRAN [7]

Tabla 1.4: Accesorios de un transformador de potencia tipo subestación con tanque de compensación.

ACCESORIOS	
1	Cuba del transformador
2	Tapa empernada
3	Pasatapas de media tensión
4	Pasatapas de baja tensión
5	Cambiador de derivaciones
6	Chasis
7	Soporte de izado
8	Válvula de drenaje
9	Tapón de llenado
10	Válvula de sobrepresión
11	Nivel de aceite
12	Previsión para llenado de aire
13	Ruedas bidireccionales
14	Conectores a tierra
15	Placa de identificación
16	Termómetro tipo dial
17	Relé Buchholz
18	Secador de aire
19	Tanque de compensación
20	Caja de conexiones

1.5.2 Transformadores de Distribución

Son aquellos que tienen una potencia igual o menor a los 500 kVA y de una tensión máxima de 67 kV, tanto para los monofásicos como para los trifásicos. Por lo general, estos equipos están montadas sobre postes, a excepción de aquellos que se encuentren por encima de los 18 kV, los cuales se construyen del tipo montaje para estaciones [7] [12].

Entre las características constructivas se tiene:

- **Núcleo.**

Existen dos estructuras que son utilizadas frecuentemente en transformadores: el tipo columna y el acorazado. La selección del tipo de núcleo se ve influida por varias consideraciones prácticas, como su costo y reparación, dimensiones de espacio, refrigeración y robustez mecánica [9].

- **Devanados.**

Una de sus funciones principales es la de crear un campo magnético (devanado primario) y usar ese flujo para inducir una fuerza electromotriz (devanado secundario). La primera bobina se conecta a una fuente de energía eléctrica y la segunda bobina es la encargada de otorgar energía eléctrica a las cargas, el devanado puede ser de alambre fino o grueso, dependiendo del número de vueltas y corriente. [5] [8]. Los devanados están constituidos por capas de conductor y capas de papel aislante los cuales pueden dividirse en dos o tres elementos en dependencia de la configuración que se utilice [5].

- **Tanque.**

Se utilizan en aquellos transformadores que utilizan aceites como refrigeración, ya que deben tener sus núcleos y devanados encerrados para evitar pérdidas del fluido aislante. “Dependiendo del tipo de aceite, así como el medio de refrigeración existen tanques lisos, con aletas, con ondulaciones y con radiadores” [5] [8].

- **Fluido Aislante.**

La elección del método de enfriamiento de un transformador es de vital importancia, porque la correcta disipación de calor influye en gran magnitud en el tiempo de vida útil y capacidad de carga. Estos fluidos aislantes se clasifican en: minerales,

vegetales y sintéticos. Teniendo una ventaja los vegetales al no producir contaminación y que tiene un punto de ignición alto (aproximadamente 300° C) [8].

- **Dispositivos de protección.**

Los transformadores usados en sistemas de potencia o en aplicaciones industriales precisan ser instalados de forma que se hallen protegidos contra tensiones excesivamente altas y contra sobrecargas peligrosas, tienen que disponerse de manera que sea de simple cuidado y la instalación no debe ser un riesgo de incendio o de incidente [5] [8].

1.5.3 Reactores

Es un dispositivo electromagnético cuya función primaria es introducir reactancia inductiva en un circuito [9] [11]. Es posible conectar un reactor en derivación en un sistema eléctrico, con el propósito de extraer corriente inductiva para compensar la corriente capacitiva de las líneas de transmisión.

Reactores tipo Paralelo (Shunt).

Son utilizados para compensar en forma efectiva la potencia reactiva capacitiva que se genera por un nivel de carga bajo en las líneas transmisión largas, se puede conectar a la línea en el devanado terciario de un transformador o de un autotransformador.

Sus devanados se encuentran sumergidos en aceite y por lo general es del tipo de refrigeración de aceite natural en el primario y refrigeración de aire natural en el secundario ONAN, como se indica en la tabla 1.3. Además, debe ser capaz de soportar el nivel vibraciones originados por el equipo [9].

Rango de fabricación:

-Potencia hasta los 50 MVAR

-Voltaje nominal hasta los 400 kV

-Frecuencia: 60 Hz.

Reactores de Neutro (Zig Zag).

Se utilizan para proteger el sistema contra fallas de corriente de fase tierra durante la duración de la falla. La densidad de corriente en el devanado esta determinada por la capacidad de la reactancia para soportar los esfuerzos mecánicos provocados por la corriente [8].

Rango de fabricación:

-Potencia hasta los 5 MVA_r

-Voltaje nominal hasta los 75 kV

-Frecuencia: 60 Hz

Reactores Limitadores de corriente (Serie).

Se utilizan en sistemas tanto de transmisión como de distribución en donde se excede la capacidad de ruptura del equipo eléctrico de maniobra para energizar o desenergizar. Para esto, la reactancia inductiva debe ser suficientemente baja para generar una caída de tensión segura para el funcionamiento, pero considerando que debe ser capaz de restringir un cortocircuito de los equipos que conforman el sistema.

Se fabrican con núcleos de acero y de aire, el sistema de enfriamiento es de tipo AN o natural en caso que sea un núcleo de aire, y será aceite mineral natural y enfriamiento de aire natural ONAN o aceite mineral natural y enfriamiento de aire forzado ONAF en caso de que su núcleo sea de acero, y se encuentre sumergido en aceite. En cuanto a su tensión varía entre 30 kV a 170 kV en el caso de los reactores con núcleo de aire, y de 5 kV a 36 kV y con una potencia máxima de 5 MVA_r, en caso de los reactores con núcleo de acero [9].

Los niveles de tensión indicados pueden variar dependiendo de la casa de fabricación, además de la aplicación en la que se va a utilizar.

1.6 Clasificación de acuerdo al tipo de medición

1.6.1 Transformadores de Corriente

Son utilizados para limitar la corriente a un nivel seguro, además de aislar los elementos de medida y protección que estén conectados en alta tensión. Para su operación se debe considerar que el primario está constituido por pocas espiras, el cual debe ser conectado en serie con el circuito al que se desea medir la corriente, mientras que el secundario se conecta en serie con los aparatos de medición y protección que serán energizados [5] [10].

Cuentan con amperímetro idóneo para la relación de transformación, el cual se somete en el devanado primario a una corriente sumamente alta, muchas veces de sistemas eléctricos de media tensión y en el devanado secundario se realiza una reducción para realizar una interpretación de las medidas tomadas. En la figura 1.14 se presenta el equipo de en su forma física.

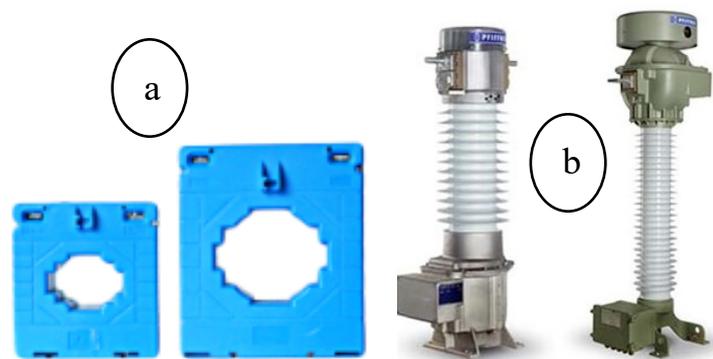


Figura 1. 14: Transformador de corriente para a) baja y b) media tensión [10]

1.6.2 Transformadores de Tensión o Potencial

A diferencia de los transformadores de corriente, estos, se destinan a energizar instrumentos de medida y protección, considerando la tensión de la red en donde se encuentran conectados los aparatos. La conexión se realiza conectando en paralelo el devanado primario con el circuito que se quiere controlar, por otro lado, su secundario se conecta en paralelo a los equipos de medida y protección que se desea energizar, en la figura 1.15 se puede visualizar algunos tipos de TP existentes en el mercado [5].

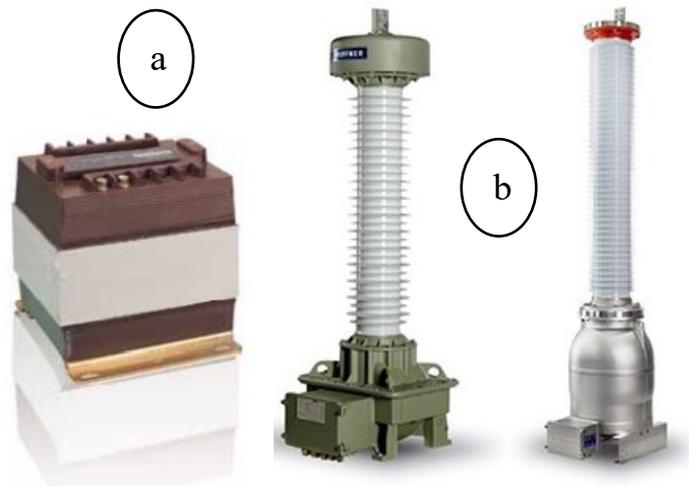


Figura 1. 15: Transformador de potencial para a) pequeña y b) media tensión [10]

1.6.3 Transformadores capacitivos

Se utilizan para separar los circuitos de alta tensión de los equipos de medida, relés o protecciones, y reducir las tensiones a niveles manejables. Son capaces de transformar los niveles de transmisión de tensión a niveles más bajos que se encuentran normalizados, es decir valores o niveles cuantificables, con la finalidad de aplicarlos para medición y regulación de sistemas de alto nivel de tensión [5] [10]. Se encuentra constituido de tres secciones:

- Elemento inductivo
- Transformador Auxiliar

- Divisor de potencial

1.7 Clasificación de acuerdo al nivel de tensión

1.7.1 Transformador reductor

Convierten un nivel de tensión inicial (primario) a un nivel de tensión más bajo (secundario), esto se debe a la relación de sus devanados, ya que el número de espiras en el devanado primario (N_1) es mayor al número de espiras en el devanado secundario (N_2) [10]. En la figura 1.16 se puede observar la relación de espiras entre sus devanados [6].

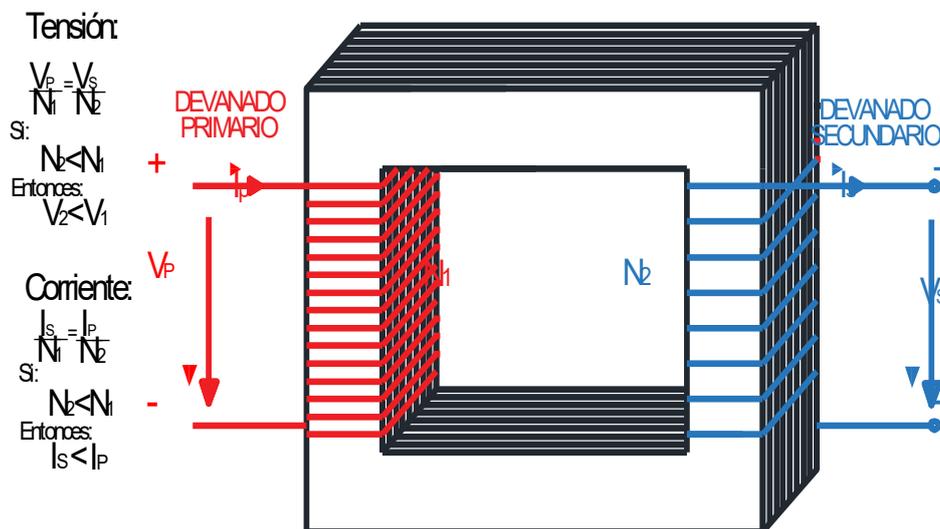


Figura 1. 16: Relación de tensión y corriente con respecto al número de espiras en un transformador reductor. Modificado: Autor

1.7.2 Transformador elevador

Elevan el nivel de tensión primario a un nivel de tensión mayor, para lograr esto, el transformador disminuye la intensidad de salida para mantener la misma potencia de entrada y salida, al contrario que los transformadores reductores, el devanado primario (N_1) cuenta con mayor número de vueltas con respecto al secundario (N_2) [6]. En la figura 1.17 se observa la relación de espiras entre sus devanados.

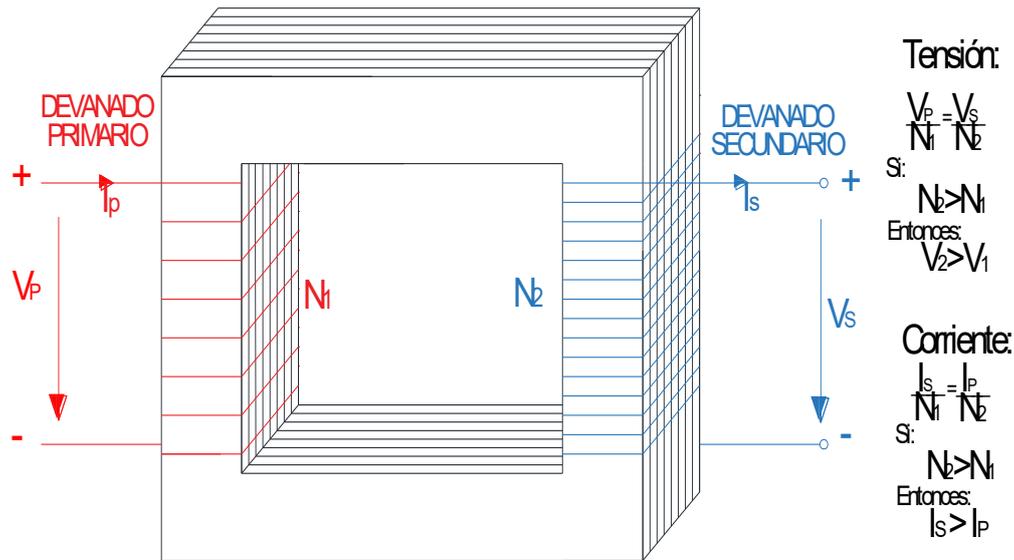


Figura 1. 17: Relación de tensión y corriente con respecto al número de espiras en un transformador elevador. Modificado: Autor

1.8 Clasificación de acuerdo a su frecuencia

1.8.1 Transformador de alta frecuencia

Son más pequeños físicamente y más ligeros en comparación con un transformador convencional, debido al incremento en su frecuencia. Este incremento en los devanados de un transformador, conlleva al incremento de la reactancia inductiva de los devanados del mismo. Se utiliza en fuentes de potencia electrónica donde la frecuencia oscila entre los 5 kHz a 50 kHz [5] [13].

Mediante el diseño y cálculo del transformador, se determina que, cuanto mayor sea la frecuencia, menor será el núcleo y menos vueltas por voltio en las mismas condiciones de potencia [5] [13].

CAPITULO 2

DIAGNÓSTICO DE POSIBLES FALLOS EN TRANSFORMADORES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA

Como el transformador se diseña generalmente para una operación continua, pueden llegar a tener múltiples causas de fallos. Por este motivo es importante realizarle un diagnóstico de operatividad y funcionamiento, que permite determinar las posibles causas que pueden producir fallos. Las anomalías que se producen con mayor frecuencia en los transformadores y de las cuales se subdividen varios fallos son:

- El transformador presenta sobrecalentamiento.
- El transformador produce ruidos anormales.
- El transformador presenta variación de nivel de tensión en el secundario.
- El transformador no se energiza.

2.1. El transformador presenta sobrecalentamiento

Esta avería tiene causas múltiples tales como:

2.1.1 Fallo en el sistema de aislamiento

Existen numerosos factores que afectan este sistema tal como: la humedad, el oxígeno, temperatura elevada y la contaminación externa.

2.1.1.1 Efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite.

“Depende de la forma en que la humedad exista, unas gotas o pequeña cantidad de agua mayor a 0.25 ml o en forma de emulsión agua/aceite tiene una influencia

relevante al reducir la rigidez dieléctrica del aceite”[15]. La humedad puede aparecer de las siguientes formas:

- ❖ Disuelta
- ❖ De una emulsión agua/aceite
- ❖ En el fondo del tanque en estado líquido.

2.1.1.2 Oxígeno en los aislantes.

El oxígeno reacciona con el aceite creando ácidos orgánicos, agua y lodo. Este oxígeno se origina en la atmósfera o producido por una alta temperatura en la celulosa. Además, es casi imposible excluir en su totalidad el oxígeno, debido a que se encuentra ahí a pesar de haber llenado en vacío [16].

2.1.1.3 Temperatura elevada en el aislante.

La alta temperatura en el interior del transformador provoca el deterioro térmico de la capa aislante, provocando el envejecimiento de la celulosa que actúa como aislante, reduciendo así la rigidez mecánica y eléctrica de la celulosa, provocando la destrucción del papel. Otros efectos originados por la alta temperatura son la generación de agua y gas (CO₂, CO) [17].

2.1.1.4 Contaminantes externos.

Los contaminantes externos a menudo aparecen como "caspas", que se originan en las tareas de mantenimiento o reparación y no se eliminan correctamente cuando se vierte aceite en el transformador. Estas pequeñas partículas pueden separarse de la celulosa cuando se utiliza el transformador. Otro contaminante es el clorhidrato de polibifenilo, que reduce la capacidad del aceite para resistir sobrevoltajes [17].

2.1.2. Falla en el sistema de refrigeración (transformadores tipo subestación).

Se encarga de reducir el calor o la temperatura del transformador provocado por las pérdidas de cobre y hierro. El sistema de enfriamiento incluye ventiladores, bomba de aceite, etc. El incidente provoca una alta temperatura y presión del gas, lo que puede provocar una explosión [18]. Las fallas comunes del sistema son los siguientes:

2.1.2.1 Filtraciones de aceite en el tanque y en las bombas de aceite y agua.

Las filtraciones provocan un nivel de aceite bajo, además de existir humedad y aire en el interior del transformador lo que degrada el aislamiento y líquido refrigerante. Pueden suceder producto del estrés ambiental, corrosión, humedad y radiación solar. Esto da como resultado una pérdida de fluidos y un bajo intercambio de calor.

En múltiples ocasiones, el filtro de gel de sílice posee mucha humedad, lo cual es visible mediante el cambio de color del mismo. Para quitar la humedad de este se debe calentar el gel de sílice, lo cual ayudará a evaporar la temperatura.

Además, de las filtraciones en las bombas están las que se generan en la cuba del transformador, que es de fácil detección, debido a que es notorio las manchas en la superficie del transformador como se observa en la figura 2.1, esta fuga suele producirse por fisuras o desajustes en los pasatapas.



Figura 2. 1: Filtraciones de aceite en un transformador de potencia [19].

2.1.2.2 Descompostura de los ventiladores.

Pueden dañarse si se les da un mantenimiento deficiente o si el motor está desgastado. La variación excesiva de temperatura evita que funcione el ventilador de enfriamiento forzado [18].

2.1.2.3 Termostato defectuoso

Es importante su revisión periódica ya que al proporcionar malas lecturas comprometen a todo el sistema. Se debe verificar que la termocupla de medición funcione y que registre la temperatura correcta [15].

2.1.3. Temperaturas ambientes elevadas.

Presentan ciertos riesgos y un envejecimiento acelerado del transformador. Los parámetros especificados por la norma, según los cuales se fabrican los transformadores, no deben excederse (normalmente -5°C a 40°C) [15].

Cuando un aparato diseñado para condiciones normales de servicio es operado a una temperatura ambiente mayor del límite especificado, la capacidad nominal del transformador deberá ser reducida en los porcentajes especificados por el fabricante [20].

2.1.4. Sobrecarga.

Cuando se produce una sobrecarga eléctrica en el aceite de los transformadores, se liberan gases como el hidrógeno que pueden explotar cuando se exponen al aire en niveles del 10 y al 66 % [2].

“Las sobrecargas reducen la vida normal del transformador lo que implica un grado de riesgo para la red a la que se encuentre conectado. En la norma IEC 60076-7 se especifica las condiciones y límites durante las sobrecargas en los transformadores” [2].

De forma independiente de la duración de las sobrecargas, estas tienen los siguientes efectos nocivos:

a) El contenido de humedad y gas del aislamiento en el aceite incrementa con el aumento de la temperatura, porque la capacidad de retención de agua del papel disminuye con la temperatura, mientras que la solubilidad del agua en el aceite aumenta con la temperatura. [3].

b) Los accesorios del transformador (como pasatapas, cambiadores de tomas de carga, etc.) están sujetos a una mayor tensión que limita los límites de diseño y las aplicaciones [2] [3].

Cuando un transformador falla debido a una sobrecarga se presentan los siguientes efectos:

- En las conexiones de baja tensión, los terminales se desgastan.
- El papel del aislante de la bobina y salida es muy frágil.
- Aceite dieléctrico oscurecido o quemado con gran formación de lodo.

- Paredes del tanque cambian a un color más oscuro.
- El fondo del tanque tiene un alto contenido de lodo.

2.1.5. Ausencia de una fase

Cuando un transformador trifásico opera con una fase abierta, las corrientes se incrementan en las otras dos, lo que conlleva a un sobrecalentamiento que produce desgastes en el bobinado, lo que a corto plazo afecta a sus propiedades constructivas. Este falla puede producirse por:

2.1.5.1 La red de alimentación trifásica presenta fallas en una fase

En la red trifásica de media y baja tensión, es común la pérdida de una fase debido a posibles roturas de conductores o por pérdidas de un fusible, por esta razón se recomienda verificar la presencia de las tres fases en el transformador.

2.1.5.2 Fase interrumpida en el bobinado del transformador

Al tener conexiones de tipo estrella o delta, es probable que exista un fallo en ellas. Se utiliza un multímetro para comprobar la continuidad de los devanados para cada fase. Una vez que se detecta en que fase se tiene la interrupción se busca el devanado en donde ocurre el problema.

2.1.5.3 Ferro resonancia en conexiones

La ferresonancia es un caso especial de la resonancia serie, cuando esta, involucra a capacitancias en serie con inductancias saturables como bobinas con núcleos ferromagnéticos [21].

El tipo de conexión es importante, considerando la ausencia de una fase, porque puede perjudicar a la carga o al mismo transformador. En el caso de que falle una o dos fases en un sistema trifásico en conexión estrella-estrella el transformador podría sufrir

daños por temperaturas elevadas en sus devanados. Para el caso en donde la conexión sea del tipo delta-estrella, la carga se verá comprometida [21].

Además de lo indicado, la ferresonancia tiene otros efectos tales como:

➤ **Fallas y daños en los pararrayos**

“Debido a que las líneas de alimentación tienen un efecto capacitivo generado por los conductores o cables puestos a tierra por su admitancia, los sobrevoltajes son mayores, posiblemente superiores a 2.5 veces de su tensión nominal, y permanecen así por tiempos indefinidos” [21].

Los pararrayos conectados a estas líneas de voltaje de tierra intentan evitar las sobrecorrientes conduciendo altas corrientes a tierra. Estas corrientes se convierten en una gran cantidad de energía que es disipada por los pararrayos, lo que puede dañarlos, impidiendo que realicen su función. [21].

BIL

“Se define como el nivel básico de aislamiento. De acuerdo con INEN 2127: 2013, cada devanado de un transformador se designará como el valor de voltaje máximo del dispositivo especificado como V_m . Sus requisitos de coordinación de aislamiento para sobretensiones transitorias se formularán de forma diferente en función del valor de V_m . Cuando difieran los requisitos para pruebas específicas para diferentes devanados en un transformador, se aplicará el requisito para el devanado con la mayor V_m ” [1].

Los valores generales de V_m se indican en las tablas 2.1 y 2.2. El valor seleccionado para un devanado del transformador será igual o superior a la tensión nominal del devanado.

Tabla 2. 1: “Relaciones de voltaje nominal del sistema, voltaje máximo del sistema y nivel básico de aislamiento BIL”. Fuente: INEN 2127:2013.

Aplicación	Voltaje nominal del sistema V_n kV ef.	Voltaje máximo del sistema V_m kV ef.	Nivel Básico de Aislamiento BIL kV
Distribución hasta 500 kVA inclusive	1,2	1,2	30
	2,5	2,5	45
	5	5	60
	8,7	8,7	75
	15	15	95
	25	25	150-125
	34,5	36	200-150
	46	52	250-200
	1,2	1,2	45
	2,5	2,5	60
	5	5	75
	8,7	8,7	95
	15	15	110
	25	25	150
	34,5	36	200
	46	52	250
	69	72,5	350

“Los voltajes especificados que debe soportar el devanado y que constituyen su nivel básico de aislamiento (BIL), serán verificados por un conjunto de pruebas dieléctricas, que dependen del valor de V_m ” [1].

“El valor de V_m y el BIL que son asignados a cada devanado de un transformador, serán parte de la información que debe ser suministrada por el usuario” [1].

Tabla 2. 2: “Interrelaciones entre los niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores con BIL de 350 kV y menores”. Fuente: INEN 2127:2013

Aplicación	Nivel básico de Aislamiento BIL kV	Nivel de voltaje de aislamiento para baja frecuencia kV ef.
Distribución	30	10
	45	15
	60	19
	75	26
	95	34
	125	45
	150	60
	200	75
Potencia	250	90
	45	10
	60	15
	75	19
	95	26
	110	34
	150	50
	200	70
250	95	
350	140	

Coordinación de aislamiento

“De acuerdo a las normas IEC 60071-1, IEC 60071-2 e IEC 60071-3, la coordinación de aislamiento es la selección de soportabilidad de un equipo y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema donde el equipo será utilizado, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles operacionalmente aceptables. Para lo cual se combinan las características de operación de los descargadores (dispositivo destinado a proteger los aparatos eléctricos de elevadas tensiones) con las curvas voltaje – tiempo de los aislamientos de los equipos, de manera que se tenga una protección efectiva y económica contra los sobrevoltajes transitorios” [22].

En la figura 2.2 se puede observar que la curva de color celeste representa las características de operación de un descargador, mientras que la curva de color verde es la de voltaje – tiempo de un aislamiento. De acuerdo a lo mencionado, se tendrá una protección efectiva siempre que la curva verde este por encima de la curva celeste manteniendo un margen de seguridad adecuado [22].

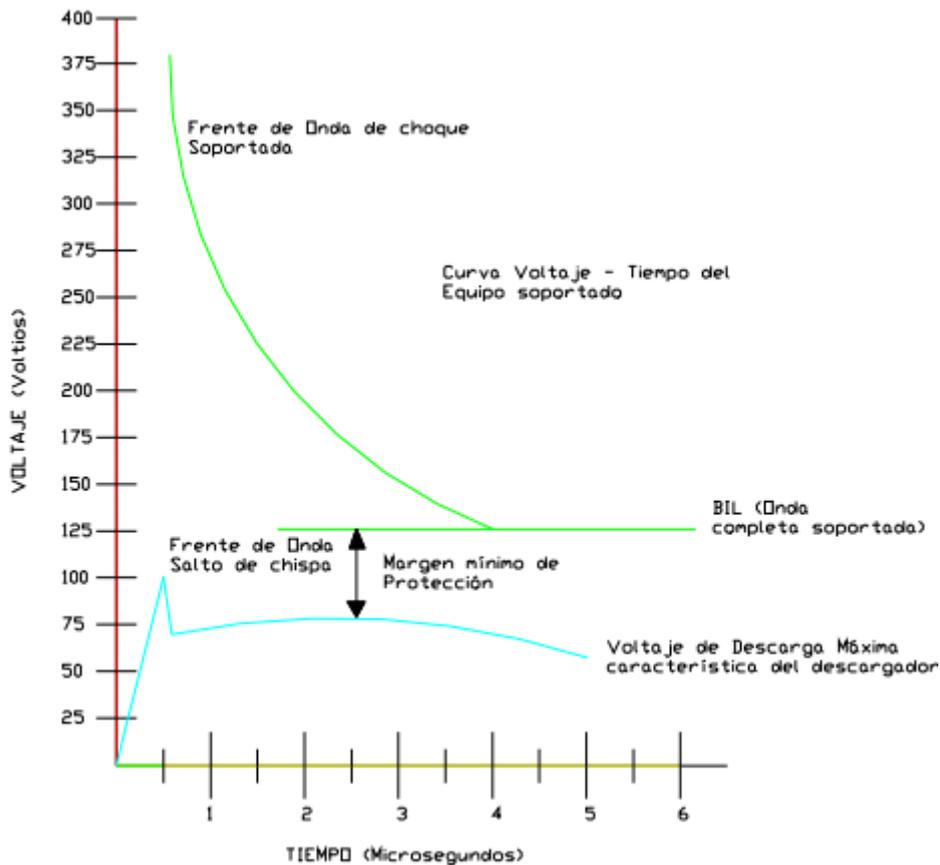


Figura 2.2. “Comparación del BIL del transformador con voltaje de descarga de descargador para determinar el margen de protección” [22].

-Nociones generales de coordinación de aislamiento

Conlleva la selección de la rigidez dieléctrica de cada elemento, en relación con las sobretensiones que pueden ocurrir en el sistema.

En la figura 2.3 se muestra de una forma más clara la coordinación de aislamiento aplicada de manera individual para cada equipo, observándose de forma descendente los voltajes soportados por los equipos [22].

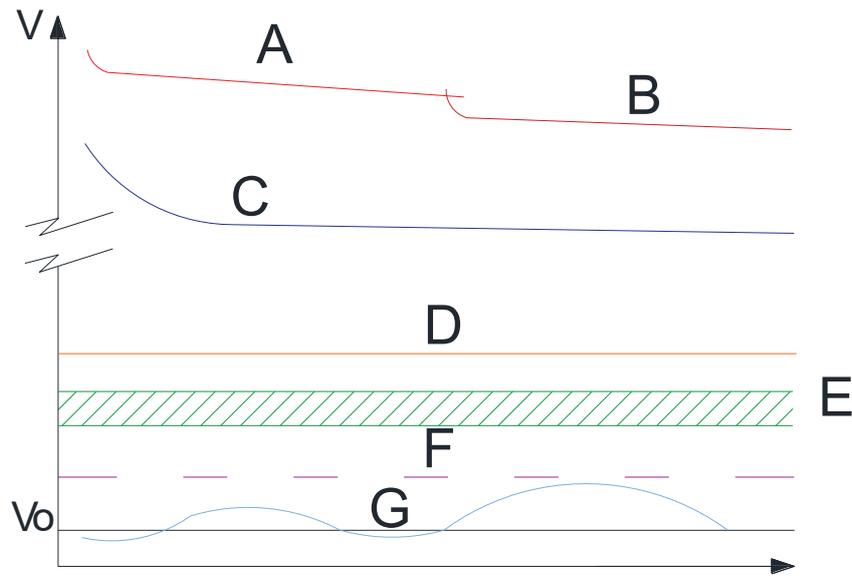


Figura 2.3. Esquema general de coordinación de aislamiento individual. Modificado: Autor.

Siendo:

- A. Voltaje soportado a impulsos atmosféricos.*
- B. Voltaje soportado a impulsos de maniobra.*
- C. Nivel de protección del descargador.*
- D. Voltaje soportado de frecuencia industrial.*
- E. Rango de sobrevoltajes esperados de frecuencia industrial.*
- F. Máximo voltaje de operación del sistema.*
- G. Voltaje real de operación del sistema.*
- Vn. Voltaje nominal del sistema.*

-Tipos de aislamiento.

- *Aislamiento interno.*

Las partes internas de los equipos con aislamiento característico pueden ser sólidas, líquidas o gaseosas. Los aisladores protegen los equipos de los impactos generados en el ambiente al que están sometidos. [22].

➤ *Aislamiento externo.*

Se puede considerar la peor condición cuando ocurre: baja humedad absoluta, baja presión o densidad del aire y temperatura elevada [22].

Es importante considerar el grado de contaminación ya que se reduce la rigidez dieléctrica por lo que pueden ocurrir descargas disruptivas[22].

-Distancia de aislamiento

La distancia de aislamiento hace referencia a dos nociones, la primera es la distancia en el gas (aire, SF6, etc.) y la segunda es la fuga de los aislantes sólidos (figura 2.4), en donde:

- La distancia en el gas es el camino más corto entre dos partes conductoras.
- La línea de fuga es igualmente el camino más corto entre dos conductores, pero siguiendo la superficie exterior de un aislante sólido.

“Estas dos distancias están directamente ligadas a la protección contra las sobretensiones, pero sus tensiones soportadas no son idénticas” [22].

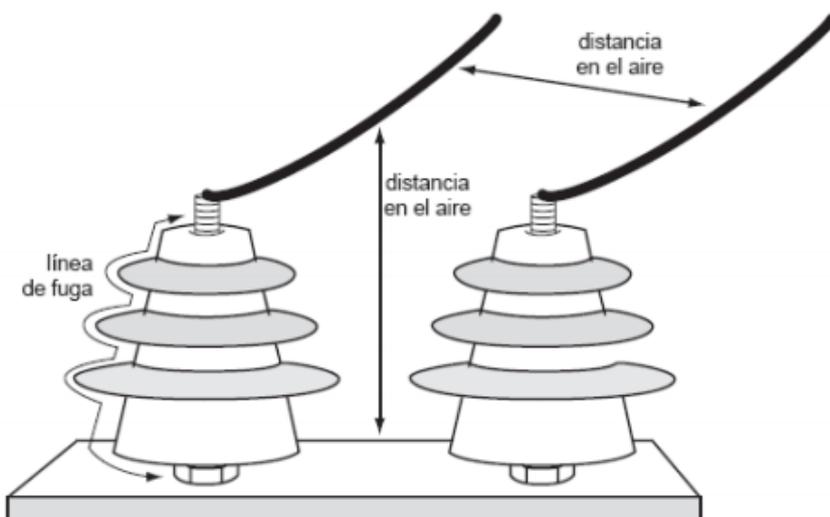


Figura 2.4. Distancia en el aire y línea de fuga [22].

2.1.6 Sobrecalentamiento en el núcleo

Una mínima descompostura en las chapas que conforman el núcleo, produce un incremento de temperatura en el núcleo, lo que compromete a los devanados del transformador.

➤ *Calentamiento en partes metálicas de los transformadores*

Otro defecto común debido a la alta densidad de flujo, es el calentamiento de las partes metálicas del transformador. El efecto negativo puede ser que la pintura se deposite o burbujee en la parte superior del tanque, esto no significa que el equipo se dañe inmediatamente, pero puede suceder, si la condición de ferros resonancia persiste, provocando el sobrecalentamiento de las conexiones internas. transformador, lo que posiblemente cause daños irreparables al aislamiento [21].

En la figura 2.5 se observa la termografía de un transformador trifásico, sin anomalía en su temperatura.



Figura 2.5. Visión termográfica de un transformador trifásico de potencia. Autor.

2.1.6.1 Pérdida de las propiedades dieléctricas del aceite

La pérdida de propiedades dieléctricas de un aceite depende de las características físico-químicas del material, ya sea por polarización o por conductividad.

“Los cambios de temperatura, aunque sean pequeños, pueden afectar de forma considerable las propiedades del aceite, para obtener el porcentaje de humedad que tiene el sólido aislante, es necesario saber la cantidad de agua que posee el aceite para así mediante graficas obtener el del sólido. Los porcentajes de agua para aceites aislante nuevos están comprendidos entre 15 ppm a 30 ppm (partes por millón)”.

El color del aceite es la característica más notable para conocer el estado en el que se encuentra el refrigerante. Su representación se define mediante una cifra obtenida de una tabla de colores, tal como se presenta en la tabla 2.3. Esta prueba indica el estado del aceite en el interior del tanque con un numero comparador, cuando se presencia un cambio en la coloración del aceite que se encuentra en servicio es necesario revisar si existe contaminación o por causa de envejecimiento [21].

Tabla 2. 3: Indicadores del aceite dieléctrico

Número comparador	Color	Condición del aceite
0.0 – 0.5	Claro	Aceite nuevo
0.5 – 1.0	Amarillo pálido	Buen aceite
1.0 – 2.5	Amarillo	Tiempo de servicio
2.5 – 4.0	Amarillo brillante	Condiciones marginales
4.0 – 5.5	Ámbar	Mala condición
5.5 – 7.0	Marrón	Necesita regeneración
7.0 – 8.5	Marrón oscuro	Necesita ser cambiado

Fuente: <http://meecr.blogspot.com/2009/02/mantenimiento-del-transformador-como.html>

2.2 El transformador produce ruidos anormales

Este tipo de avería es producida por:

2.2.1 Suciedad dentro del terminal tipo bota (*Padmounted*).

Se debe tener en cuenta que el terminal debe estar libre de polvo u otras partículas, ya que el terminal al no estar correctamente conectado al transformador, produce un pequeño arco, lo que conlleva a un ruido de disrupción.

Para solucionar esto se debe desconectar el terminal tipo codo, teniendo en cuenta que para ello se debe desenergizar el transformador y verificar que no tenga impurezas. En caso de tenerlas debe limpiarse con una franela seca y limpia, y volver a conectarlo para comprobar el correcto funcionamiento.

2.2.2. Instalación incorrecta de puntas interiores y exteriores en media y alta tensión.

Para realizar un correcto armado de puntas terminales se debe seguir las normas IEC 60502-4, IEC 61442. Es importante realizar un buen armado de puntas terminales, ya que las tareas de mantenimiento para este elemento son limitadas y en algunos casos nulos, algunos de las fallas pueden ser:

- Entrada de humedad al terminal.
- Zona de aislamiento lijada.
- Degradación de aislamiento de la capa semiconductor.
- Recubrimiento degradado y carbonizado.

Estos defectos suelen ser consecuencia de las descargas parciales en la superficie del aislamiento como se observa en la figura 2.6.



Figura 2.6: Puntas de media tensión defectuosa con degradación del aislamiento y carbonizada entre la masilla y la capa semiconductor externa.

Fuente: http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/64629/Documento_completo.pdf-PDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y

2.2.3 Ferroresonancia producida por la pérdida de una fase

Debido a la alta densidad de flujo en el núcleo causada por el alto voltaje, generará ruido debido a la magnetostricción del acero y al movimiento de la corriente en las placas del núcleo. Este sonido es diferente y más fuerte que el zumbido habitual causado por el transformador.

La magnetostricción en términos simples es el cambio en la longitud de los materiales ferromagnéticos, cuando están sujetos a un campo magnético externo. Es responsable de que las chapas vibren y generen ondas sonoras que se propagan por el medio circundante. Si el transformador está sumergido, la vibración se propaga por el fluido dieléctrico desde las chapas hasta la carcasa exterior o cuba, la cual al vibrar ocasiona el ruido [21].

2.2.4 Terminales flojos en el devanado primario

Se debe verificar que todos los terminales estén correctamente conectados, porque, con las vibraciones producidas en el núcleo del transformador, estos van perdiendo su firmeza, lo cual aumenta el nivel de ruido, además de que los terminales flojos generan un mayor consumo de corriente.

2.3 El transformador presenta variación de nivel de tensión en el secundario

2.3.1 Desbalance de cargas

El desbalance en las cargas dependerá de cómo sea alimentada la misma, ya sea por cada una (en el caso de que la carga del tipo monofásica), o por el tipo de carga que sean (en caso de ser cargas del tipo no lineales). Este desequilibrio tiene varias causas probables, tales como:

- Sobrecalentamiento de los terminales.
- Sobrecalentamiento en puntos de conexiones de conductores.
- Sobrecalentamiento al alimentar las cargas (sobrecarga).
- Circulación de corriente por el conductor neutro.

2.3.2 Sobrecalentamiento en una bobina del devanado secundario

Si se sobrecalienta una de las bobinas, los devanados se ven afectados como se muestra en la figura 2.7. El laminado se encarga de evitarlo, pero un mal mantenimiento, falta de cambios de aceite o corrosión pueden ser la causa del problema. Los efectos del sobrecalentamiento son los siguientes:

- Daños en los devanados provocado por el sobrecalentamiento llega a la superficie del núcleo.
- Daños en el aceite del transformador, originando un gas que puede afectar a otros componentes.



Figura 2.7: Devanados dañados por sobrecalentamiento.

2.3.2.1 Factor de cargabilidad, factor K

Se define como un factor opcional que puede ser utilizado en transformadores y que indica la capacidad que tiene un transformador para manejar corrientes no sinusoidales” [23]. El factor K se expresa:

$$\text{factor } K = \sum_{h=1}^{\infty} I_h(pu)^2 h^2$$

Siendo:

$I_h(pu)$ = Corriente R.M.S para la armónica de orden h en [por unidad].

h =orden de la componente armónica.

Los principales efectos de las corrientes no sinusoidales y sus componentes armónicas consecuentes en un transformador de distribución son los siguientes:

- Pérdidas por corrientes armónicas por el efecto I^2R .

- Pérdidas por corrientes de Eddy, las cuales aumentan proporcionalmente con el cuadrado de las corrientes de carga y al cuadrado de la frecuencia.
- Pérdidas parásitas por efecto de corrientes armónicas en el núcleo, abrazaderas y elementos estructurales de los transformadores que aumentan proporcionalmente con el cuadrado de la corriente de carga [23].

La tabla 2.4 indica el factor K adecuado para transformadores de distribución según el tipo de carga que alimentan.

Tabla 2. 4: Factor K para transformadores de distribución según la carga.

Tipo de carga	Factor K
Lámparas incandescentes, calefactores eléctricos resistivos, motores, transformadores de control, dispositivos electromagnéticos de control, motor generador (sin controladores de estado sólido).	K-1
Lámparas de descarga, UPS con filtros de entrada opcional, equipos de calefacción inductivos, PLC y controladores de estado sólido.	K-4
Equipos de telecomunicaciones, UPS sin filtros de entrada.	K-13
Servidores de computadores, controladores de estado sólido (variadores de frecuencia), conectores multiconductor para instalaciones de salud, escuelas, etc., conectores multiconductor para alimentadores en equipos de inspección o prueba o para líneas de producción.	K-20
Conectores multiconductor para circuitos industriales, médicos y laboratorios educacionales, conectores multiconductor para circuitos comerciales en oficinas, pequeños servidores.	K-30
Otras cargas identificadas como productores de grandes cantidades de armónicos.	K-40

2.4 El transformador no se energiza

Este tipo de avería se origina en los transformadores tipo pedestal, autotransformadores, entre las causas tenemos:

2.4. Avería en el interruptor de encendido (*Padmounted*).

El interruptor de encendido es el encargado de poner en funcionamiento el transformador. Su avería causa que el transformador no cumpla con su cometido, y no realice ninguna acción. Se debe comprobar si sus terminales están correctamente

conectados, y si el interruptor abre y cierre el circuito de forma correcta, caso contrario es necesaria su sustitución.

2.4.2 Fusible abierto (Padmounted).

La manera más fácil de determinar si está operativo, es realizar una prueba de continuidad, mediante un multímetro usando la configuración de continuidad o la configuración de la resistencia. Se debe realizar una prueba rápida de la medida para asegurar que el fusible funcione correctamente. Ahora después de apagar el circuito, se coloca los terminales del multímetro en los extremos del fusible y si el medidor muestra una lectura de resistencia muy baja, el fusible todavía está en buenas condiciones.

Es mejor reemplazar el fusible en mal estado por uno que tenga las mismas especificaciones técnicas.

2.4.3 Daño en terminales.

Puede ser causada por sobrecalentamiento, el cual derrite los terminales. El funcionamiento diario y la vibración del transformador pueden ocasionar que los pernos se aflojen, lo cual trae consigo un punto caliente en los terminales, produciendo daño en este. Ciertos terminales tienden a dañarse por la corrosión del material, el agua y la salinidad provocan daño.

Si el transformador está energizado, la temperatura de las terminales de los bornes se puede medir con un escáner infrarrojo. Una temperatura muy elevada indica una conexión suelta o sucia, ya que al no estar conectados de forma correcta o con suciedad, los terminales son puntos calientes cuando los mismos entran en contacto y se desconectan presurosamente. Si el transformador no está energizado, un medidor de par puede asegurar que las conexiones de las terminales están bien apretadas [13].

CAPÍTULO 3

PROCESO PARA EL MANTENIMIENTO, OPERACIÓN E INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA

3.1. Pruebas para mantenimiento general

El mantenimiento de transformadores es fundamental para la vida útil del mismo. Un transformador ideal requiere un mantenimiento mínimo durante su vida útil (al menos 40 años) junto con el máximo fiabilidad [1].

Posibles impactos por falta de mantenimiento de un transformador.

Existen fallos que se van presentando con el pasar del tiempo de la vida útil del elemento (tabla 3.1). Para evitar estos fallos se debe realizar un mantenimiento adecuado al transformador teniendo en cuenta las condiciones antes mencionadas.

Tabla 3. 1: Posibles impactos en un transformador sin mantenimiento [18].

VIDA ÚTIL	POSIBLES IMPACTOS POR FALTA DE MANTENIMIENTO
Nuevo	<p>Datos de referencia no registrados, errores de puesta en marcha perdidos.</p> <p>No detectar problemas de vida temprana dentro del periodo de garantía.</p>
20%	<p>Comienza la oxidación del aceite.</p> <p>Desgaste de los contactos OLTC (cargas medias y pesadas).</p> <p>La intemperie y los rayos UV tienen efecto.</p> <p>Tendencias en el estado no observadas.</p>
40%	<p>Corrosión en ambientes severos.</p> <p>Efectos visibles de la intemperie y los rayos UV.</p> <p>Los transductores se salen de calibración.</p> <p>Desgaste del ventilador y de los cojinetes de la bomba.</p> <p>Tendencias en el estado no observadas.</p>
60%	<p>Juntas y sellos pierden resiliencia, se manifiestan fugas de aceite.</p> <p>Los productos de descomposición del aceite afectan el aislamiento del papel.</p> <p>Pintura desgastada, corrosión de bordes y manchas.</p> <p>Perder la oportunidad de interceptar el envejecimiento acelerado.</p> <p>Perder los beneficios de implementar una intervención de mediana edad.</p>
80%	<p>Incertidumbre sobre la vida remanente.</p> <p>La oxidación y la hidrólisis entran en una etapa de envejecimiento acelerado.</p> <p>El papel DP cae, a veces prematuramente.</p> <p>Aumentan las tasas de fallas de pasatapas y OLTC.</p> <p>La protección del sistema de pintura falla.</p>
100%	<p>Espere lodos si el aceite ha estado en malas condiciones.</p> <p>La exposición provoca el mal funcionamiento del dispositivo.</p> <p>Cableado y aislamiento de cables frágiles.</p> <p>Las fugas de aceite defectuosas deben rellenarse con regularidad.</p> <p>Disminuye la resistencia dieléctrica (humedad).</p> <p>Falla costosa (a menudo bushing o OLTC)</p>

El nivel de mantenimiento y pruebas requerido para su funcionamiento depende de su potencia, de su capacidad, de su rol en el sistema eléctrico, la ubicación de la instalación dentro del sistema, de las condiciones ambientales y de las condiciones de operación.

Para poder detectar estos fallos y darle una vida más extensa al equipo debe realizar las siguientes pruebas:

- Prueba de factor de potencia.
- Prueba de relación de transformación.
- Prueba de impedancia.
- Prueba de resistencia de aislamiento de los devanados.

3.1.1. Prueba de factor de potencia

Para determinar el estado de los bornes, aislamiento general del transformador, el deterioro del aislamiento, se realizan mediciones generales de aislamiento del transformador, pérdida de aislamiento, capacitancia y factor de potencia / disipación (PF / DF).

Los efectos del envejecimiento en un sistema se pueden apreciar, al comparar las desviaciones generadas en las potencias de equipos idénticos en los disipares de sobretensión. Mediante la interpretación de las magnitudes de capacitancia de los bornes se puede corroborar si existe una ruptura parcial entre las capas capacitivas.

Un aumento en la capacitancia de más del 10% se considera peligroso, lo que significa que parte del aislamiento se degrada y la tensión dialéctica del aislamiento residual es demasiado alta. [20].

Principio de funcionamiento.

Mediante un modelo capacitivo se representa el aislamiento dieléctrico:

- ❖ Consta de 2 electrodos conductores, espaciados a cierta distancia.
- ❖ Con un material específico entre los electrodos.

Se aplica un nivel de voltaje alto al aislamiento nominal en los terminales del borne y se conecta en paralelo un capacitor de referencia de baja pérdida, como se muestra en la Figura 3.1. Se calculan las corrientes que fluyen a través del aislador y el condensador de referencia y se establece la diferencia de tiempo entre sus roturas por cero.

Usando la diferencia de tiempo entre la intersección cero y la tangente de ese ángulo, se puede calcular el ángulo de pérdida δ . Los resultados se analizan por comparación en IEEE C57.10.01 e IEC 60137, sin embargo, también se pueden comparar con la medición base, otra fase o un transformador dual [20].

Incrementos en el factor de pérdidas indica:

- ❖ Contaminación.
- ❖ Deterioro químico.
- ❖ Daño por sobrecalentamiento.
- ❖ Humedad.

Para identificar la ionización, se debe realizar una prueba (tip-up), dependiendo el sistema de aislamiento del voltaje.

Las variaciones en capacitancia denotan:

- ❖ Deformación mecánica en la estructura de núcleo/bobina.
- ❖ Humedad

Se pueden realizar análisis de respuesta dieléctrica para verificar el aumento del contenido de humedad, siempre y cuando los valores estén fuera de rango, también se pueden realizar pruebas químicas para verificar la calidad del líquido aislante de potencia (DGA, resistencia de ruptura dieléctrica, tensión interfásica, etc.) [20]

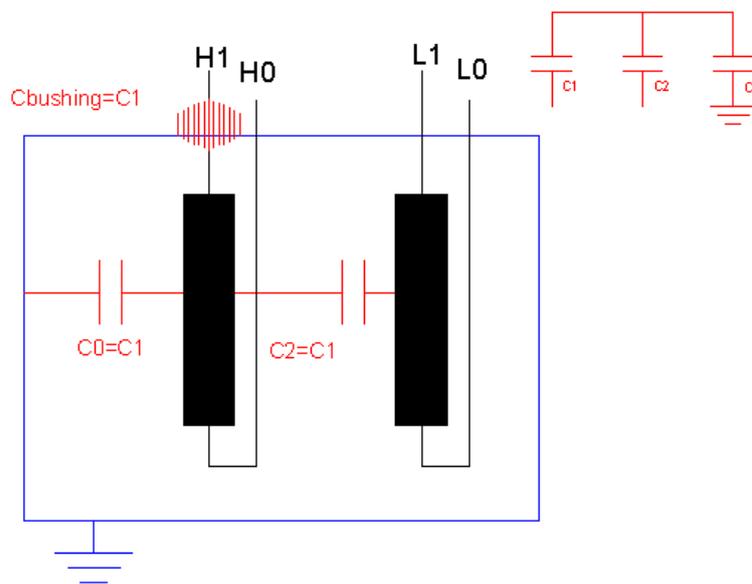


Figura 3. 1: Esquema de conexión de prueba de capacitancia en un transformador [24].

3.1.2. Prueba de relación de transformación y corriente de excitación

La prueba evalúa posibles daños en los devanados, como cortocircuitos entre espiras, comparando la relación y la corriente de excitación medida con las especificaciones, así como con los resultados obtenidos por el fabricante. Esta prueba se realiza de acuerdo con los parámetros establecidos en ANSI / IEE C57.12.91.

En fábrica, esta medición se realiza para confirmar que la relación y el grupo de vectores son correctos [4] [20].

Principio de funcionamiento.

La relación de transformación entre el devanado primario y el secundario se evalúa para cada columna del transformador, empleando alta tensión en el lado de AT y midiendo en el lado de baja tensión BT.

En el transformador de potencia con regulador servirá para realizar el registro de todas las posiciones del mismo, aportando información extra de su estado y el Cambiador de Tomas en Carga (CTC). Esta medida indicará directamente de la presencia de cortocircuitos entre espiras.

La corriente del primario al secundario en un circuito abierto es la corriente de campo. Los resultados se comparan con una medición de referencia o una medición realizada en un transformador doble. En un transformador trifásico, también se comparan las corrientes en las tres fases.

“No puede existir demasiada desviación entre los datos obtenidos entre fases y es normal una ligera diferencia entre fases extremas y central. Se pueden manifestar importantes variaciones cuando existan problemas de puntos calientes, deterioro en el paquete magnético, aflojamiento del núcleo o desprendimiento del shunt magnético”. Este último es colocado en la pared del tanque para redirigir el flujo magnético disperso y así evitar pérdidas [4] [25].

La prueba de relación de transformación se realiza habitualmente si se sospecha de un problema a partir de un DGA, una prueba de factor de disipación o un disparo de relé.

Con esta prueba se detecta espiras cortocircuitadas, si la prueba de la corriente de excitación revela desviaciones, y la resistencia del devanado de CC y la prueba de relación no expresan errores, entonces el motivo puede ser un fallo del núcleo o un flujo residual no simétrico [12] [20] [4].

3.1.3. Prueba de impedancia.

Este procedimiento se realiza para determinar el estado de las bobinas, para verificar cualquier defecto o desplazamiento, de acuerdo con lo establecido en la norma ANSI/IEEE 62-1995-R2005.

Un cortocircuito induce el desplazamiento de fuerzas hacia el núcleo para el devanado interno y alejándose del núcleo para el devanado externo. Estas fuerzas perturban el espacio entre las bobinas, generando una variable en el flujo de dispersión.

“Los valores de los resultados de frecuencia de pérdidas de dispersión serán similares en cada fase si estas están en buen estado, un aumento de esta significa que se ha incrementado la impedancia ya que el efecto pelicular sobresale” [20].

El efecto pelicular está representado por el aumento en la densidad de corriente superficial presente en el conductor con el aumento de la frecuencia. A bajas frecuencias, los portadores de carga también utilizan toda la sección transversal del conductor para el desplazamiento. Sin embargo, a medida que aumenta la frecuencia, aumenta el campo magnético en la región central del conductor, lo que dificulta el movimiento del portador en esta región, lo que aumenta la densidad de corriente en la superficie del conductor [21].

Una solución para disminuir este efecto en las líneas e inductores es utilizar un cable formado por muchos conductores de pequeña sección aislados entre sí y conectados solo en los extremos, aumentando la superficie conductora efectiva [21] [26].

Principio de funcionamiento.

Se aplica una corriente a cada fase de la bobina de alto voltaje con el devanado de bajo voltaje en cortocircuito por una fuente de alimentación de CA.

Se mide la corriente y la tensión que fluye por el devanado de A.T en amplitud y fase, y se calcula la impedancia de cortocircuito.

Las mediciones de la impedancia del cortocircuito deben ejecutarse específicamente en un rango de frecuencias, conocido usualmente como respuesta en frecuencia de pérdidas de dispersión (FRSL). Aquí, la fuente de CA aplica frecuencia variable [20] [27].

3.1.4. Prueba de resistencia de aislamiento de los devanados.

La prueba se la realiza bajo las normas ANSI/IEEE C57.12.91, con un equipo conocido como medidor de resistencia de aislamiento o megóhmetro, comúnmente denominado Megger. Este equipo aplica una tensión de 1000V durante 10 minutos. El análisis de los resultados de esta prueba se realiza con los valores obtenidos a 20°C [4].

“Los valores establecidos como aceptables o rechazo son establecidos por el fabricante. Así mismo se deberá hacer un seguimiento del incremento de la resistencia desde el primer minuto hasta el último. El coeficiente que se obtendrá de la división del valor obtenido a los 10 minutos con el obtenido al 1 minuto se lo conoce como Índice de Polarización (I_p).

Los valores resultantes de esta prueba se pueden ver afectados por la temperatura del medio ambiente durante la ejecución de la prueba, por tal motivo se recomienda el uso de factores de corrección (k) para ajustar estos valores” [4] [20].

Conexión:

- Los devanados se conectan en cortocircuito.
- La cuba y el núcleo están aterrizados.

- Los devanados que no estén bajo prueba se aterrizan.
- Realizar la prueba en cada devanado por separado. [4]

3.1.5. Prueba de resistencia de devanados y cambiador de tomas en carga (OLTC).

Las pruebas de resistencia del devanado se ejecutan siguiendo las especificaciones de la norma ANSI/IEEE Std. 62-1995 para evaluar posibles daños en el mismo, como por ejemplo la alta resistencia en contactos metálicos. Se emplea también para inspeccionar el cambiador de tomas en carga (OLTC), para saber cuándo limpiar o reemplazar los contactos del OLTC, o para saber cuándo renovar el propio OLTC.

En fábrica, esta medición se aplica para calcular la componente I^2R de las pérdidas del conductor y para determinar la temperatura del devanado al final de una prueba de pérdidas de cortocircuito.

La medida definitiva debe de ser corregida por temperatura para conseguir resultados comparables en el tiempo y se deben convertir los parámetros compuestos a simples (esto es, si se mide en estrella y la medida se ha realizado entre fases sin neutro, es necesario extraer los valores de cada bobinado de fase por separado).

El resultado de este ensayo debe de ser comparable con el del protocolo de fábrica y dará una indicación clara del estado de los bobinados, el regulador y el conexionado (aflojamiento o calentamientos) [4] [20].

Principio de funcionamiento.

“Para medir la resistencia del devanado, el devanado objeto de la prueba primero tiene que cargarse con energía ($E = \frac{1}{2} * L * I^2$) hasta saturar la inductancia del devanado.

Se determina la resistencia midiendo la corriente y tensión continua, para devanados con tomas múltiples. Esto se debe realizar en cada posición del intercambiador de toma, probando por tanto el OLTC y los devanados juntos, los resultados deben compararse con una medición de referencia, entre fases, o con un transformador gemelo.

Para comparar mediciones, hay que recalcular los valores de resistencia, para reflejar las diferentes temperaturas durante las mediciones, los valores resultantes no deben diferir más de un 1% en comparación con la medición de referencia.

Las diferencias entre fases usualmente son inferiores al 2 - 3%, las mediciones de relación respuesta en frecuencia de pérdidas de dispersión pueden emplearse para confirmar una espira abierta.

Los análisis de respuesta en frecuencia pueden utilizarse para confirmar problemas de contacto. En ambos casos, los puntos calientes del transformador harán que un DGA indique un aumento del calor. Sin embargo, las firmas de los gases no son únicas y por tanto no permiten la identificación de la causa raíz, el carácter elevadamente inductivo de los transformadores (L asociada y núcleo magnético) implica tiempos de magnetización y estabilización de la medida que deben ser tenidos en cuenta a la hora de determinar el fin de la misma y proporcionar los resultados.” [27].

En la tabla 3.2 se realiza un análisis de las pruebas, resultado y posibles mantenimientos que se detallaran más adelante:

Tabla 3. 2: Análisis de las pruebas, resultados y posibles mantenimientos.

PRUEBA	RESULTADO	MANTENIMIENTO
Prueba de factor de potencia	Daño en las bornas	3.2.2 - 3.2.3 - 3.2.5
	Envejecimiento y descomposición del aislamiento	3.2.3-3.2.4
Prueba de relación de transformación y corriente de excitación	Posible daño del devanado	3.2.3-3.2.7-3.2.8
	Cortocircuitos entre espiras	3.2.7 -3.2.8
Prueba de impedancia	Deterioro en devanados	3.2.3-3.2.7
Prueba de resistencia de aislamiento de los devanados	Deterioro en aislamiento de devanados	3.2.3-3.2.7-3.2.10
Prueba de resistencia de devanados y cambiador de tomas en carga	Posibles daños en tomas y devanados	3.2.3-3.2.7

3.2. Mantenimiento General

A continuación, se detalla el mantenimiento que se debe de realizar en un transformador para conservarlo en un estado óptimo.

3.2.1. Limpieza general

- Realizar una limpieza de la carcasa y asegurándose de quitar todo agente residuo que esté presente en la parte superficial del transformador de manera similar a la figura 3.3, y la figura 3.4, al tener el equipo limpio sobre todo en su sistema de refrigeración, los radiadores, este podrá trabajar de manera más eficiente.

eremu sa 		EREMU S.A. Donostia Ibilbidea, 70 Astigarraga- SPAIN Tel.: +34-943-333311 www.eremu.es	
TRANSFORMADOR TRIFASICO DE POTENCIA IEC-076			
POTENCIA	220 kVA	INDICE PROTECCIÓN	IP-23
TENSIÓN		CORRIENTE	
PRIMARIO	3*440V	288,6 A	
SECUNDARIO	3*400V + N	317,5 A	
GRUPO CONEXION	Dyn11	50/60 Hz	
NORMA	IEC-60076	AÑO	2020
REF.	19/970/4	CÓDIGO	23-22404WW-001
CL. AISLAMIENTO	H	TEMP AMBIENTE	40°C
INCREMENTO TEMPERATURA	125°C	PESO	1090 kg
Ucc a 75°C	4%	REFRIGERACIÓN	ANAN

Figura 3. 2: Datos de placa de transformador seco a realizar mantenimiento.



Figura 3. 3: Limpieza de la carcasa exterior de un transformador trifásico de potencia EREMU.SA



Figura 3. 4: Antes y después de limpieza de la carcasa y accesorios exteriores de transformador.

- Un transformador debe estar libre de polvo, residuos de cualquier agente ajeno a la hermeticidad que este posee, todo esto, afecta de forma directa el funcionamiento del transformador, afectando su eficiencia y rendimiento.
- Se debe tener en cuenta que los transformadores convencionales y sumergidos en aceite, son muy delicados en el caso de poseer agentes externos en su aceite dieléctrico, ya que estos tienden a presentar disrupción dieléctrica en el aceite, ocasionando daños en la máquina. Sin embargo, a pesar que los transformadores secos, son más tolerantes a los agentes externos, se tienden a calentar con la presencia de suciedad extrema en su interior. Por ello con este tipo de transformadores se recomienda lo desenergizar el equipo, proceder a quitar la carcasa y limpiar mediante aire comprimido y una brocha toda la suciedad presente en su interior.
- Revisar si los terminales de conexión presentan desajustes o partes sueltas, como se indica en la figura 3.5.



Figura 3. 5: Revisión de ajustes de los terminales del devanado primario.

3.2.2. Inspección de temperaturas excesivas parciales y totales

La temperatura del transformador está directamente relacionada con la vida útil del material aislante, por lo se debe prestar atención. En el caso de transformadores fabricados bajo normas ANSI, la temperatura máxima permisible del aceite es de 90°C y la temperatura máxima del punto más caliente es de 110°C , estos valores sirven como referencia para verificar que la temperatura en el equipo sea normal [24].

Normalmente se mide la temperatura de un transformador, para revisar si el equipo está bien. Se puede descartar de una forma más simple ciertos fallos en los devanados y en el aceite dieléctrico. Al tener un transformador seco se procederá a quitar la carcasa y medir las temperaturas de los bobinados y de los terminales de conexión tanto en el primario como en el secundario.

El calentamiento excesivo de los terminales es causado por aflojamiento en la mayoría de los casos, esta medición es observable en la figura 3.6. Si se observa, elimine el polvo de las piezas en contacto y apriete la unión [7].

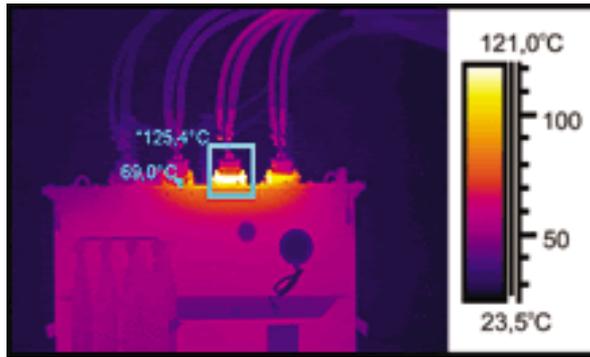


Figura 3. 6: Medición de la temperatura de un transformador [7].

3.2.3. Inspección del volumen de aceite

La cantidad de aceite debe comprobarse periódicamente desde el punto de vista del aislamiento y la refrigeración. Cuando el nivel de aceite fluctúa o hay cambios evidentes de temperatura, se debe detectar la causa para realizar un mantenimiento correctivo. [20] [28].

Para la inspección correcta del volumen de aceite se debe considerar los siguientes puntos.

3.2.3.1. Inspección de fugas de aceite.

La fuga de aceite puede ser causada por el deterioro o daño del empaque debido a un posicionamiento incorrecto, algunos necesitan tiempo para descubrirse, la condición de la válvula y el empaque debe verificarse cuidadosamente, en la figura 3.7 se puede observar una válvula de aceite previo a su revisión.



Figura 3. 7: Inspección de válvula de aceite.

Revise las múltiples partes donde están las juntas para ver si hay fugas de aceite. En caso de existir, se debe ajustar o reemplazar el empaque. Si son del tipo de baño de aceite y hay fugas en otra parte del pasatapas, notifique al fabricante.

Para la detectar de una fuga de aceite, primero se debe limpiar la parte afectada con un disolvente o desengrasante la parte afectada.

3.2.3.2. Deterioro del aceite de aislamiento

El aceite de aislamiento se deteriora con el tiempo. Las causas más comunes son:

- Absorbe la humedad del aire.
- Pueden entrar en contacto partículas o agentes extraños con el aceite.
- La oxidación es el efecto principal que se produce por la exposición a la humedad del aire y este proceso se acelera al aumentar la temperatura del transformador y al contacto con metales tales como el cobre y el hierro.

Debido a la oxidación, el aceite sufre una serie de reacciones químicas tales como la descomposición y la polimerización, creando partículas que no se pueden disolver ni eliminar en el aceite, que se precipitan en el núcleo y bobinados.

Estas partículas se denominan sedimentos. Estos no afectan directamente la rigidez dieléctrica, pero los depósitos que se forman en las bobinas impedirán enfriamiento su normal [29].

3.2.3.3. Evaluación del deterioro del aceite

Los métodos para evaluar el deterioro de los aceites dieléctricos, son los que miden el grado de oxidación, densidad, tensión superficial y la tangente delta. Además de las mediciones de rigidez dieléctrica convencionales, se debe realizar un análisis sintético de todos estos métodos.

Dado que el deterioro del aceite a menudo es causado por la oxidación, el método para evitarlo es minimizar la superficie del aceite expuesta al aire y humedad. Se utiliza un tanque para este propósito. La humedad también acelera el deterioro del aceite y para evitarlo se debe utilizar un respirador deshidratante.

“El aceite dieléctrico se activa bajo ciertas condiciones de luz, calor e iones de metales pesados. Para evitar este fenómeno se utilizan aditivos inhiben de la oxidación” [15] [21].

3.2.3.4. Limpieza del tanque contenedor de aceite

Cuando exista mucho polvo y sal, es necesario realizar una limpieza para esto se desenergiza al transformador, o en zonas donde exista mayor daño, se recomienda un método de lavado denominado "de línea caliente". Como procedimiento convencional se debe usar los siguientes elementos:

- Agua.
- Amoníaco o tetracloruro de carbono.
- Acido hidroclicrico concentrado diluido 40 o más veces en agua.

La solución no debe entrar en contacto físico con piezas metálicas. Después de la limpieza las piezas de porcelana deben neutralizarse con agua que contenga bicarbonato de sodio a razón de 30 gramos por litro. Siempre que se use una solución química, debe enjuagarse con agua limpia para eliminar elementos extraños[12] [2].

3.2.5. Inspección de ruidos anormales

Cuando el personal técnico está familiarizado con el sonido producido por un transformador durante el funcionamiento normal, es capaz de descubrir un ruido anormal en la máquina y en su funcionamiento. Las posibles causas de un ruido anormal son las siguientes:

- Resonancia de la carcasa y radiadores producto de cambios anormales en la frecuencia de la fuente de corriente.
- Fallo en el mecanismo de ajuste del núcleo.
- Falla en la estructura central (como desplazamiento en el núcleo), a causa de aflojamiento de los tornillos de sujeción.
- Los pernos de anclaje no están bien ajustados.

En la figura 3.8 se observa al personal revisando un ruido anormal por parte del equipo.



Figura 3. 8: Revisión de ruidos emitidos por el transformador trifásico de potencia.

3.2.6. Ajuste de piezas de fijación y de válvulas

Cuando se detectan terminales de conexión a tierra flojos o sin presión, el transformador se desenergiza y se ajustan de forma inmediata. Los pernos de los cimientos sujetos a grandes cargas deben apretarse para evitar que el transformador se desplace, las válvulas también pueden aflojarse debido a las constantes vibraciones.

Para un buen ajuste de los terminales y de todo elemento que se encuentre flojo, se recomienda leer y entender los datos que nos proporciona el fabricante, el cual da la presión a la cual se debe ajustar y para ello se debe utilizar una palanca herramienta con medidor de par, así se hará un ajuste más preciso el cual nos evitara daños en los terminales del primario o secundario y puntos calientes en los terminales, a figura 3.9 se observa el ajuste correcto de los tornillos de los terminales [20].



Figura 3. 9: Reajuste de terminal de toma de puesta a tierra del transformador.

3.2.7. Inspección regular y evaluación del deterioro del aislamiento.

El método para detectar el deterioro del aislamiento es medir la resistencia de aislamiento y de la tangente delta.

La medición de la resistencia de aislamiento en los pasatapas no es sencilla, ya que los aisladores y los devanados del transformador deben ser independientes. Sin embargo, la medición debe ser la mejor posible, la medición de la tangente delta también es difícil porque el aislador en la mayoría de los casos debe separarse del transformador.

La evaluación del resultado de la medición no debe depender únicamente de los valores absolutos obtenidos, sino de los históricos de los valores obtenidos cada año y de la variación entre ellos [20].

Si hay grandes cambios en los valores, se debe prestar atención cuando la resistencia de aislamiento es superior a $1 \text{ G}\Omega$ a temperatura normal, esto se puede considerar como una buena condición, pero el valor de la tangente delta debe considerarse en la evaluación” [15] [20].

3.2.8. Inspección de daños (fisuras) de los bushings y terminales

Se debe inspeccionar el estado de los pasatapas y su nivel de suciedad para considerar un mantenimiento adecuado. Si los daños presentes son críticos deben ser reemplazados por nuevos.

En la figura 3.10 se observa de forma física el pasatapa de un transformador de 700 kVA, de igual manera en la figura 3.11 se observa de forma física los terminales de alta tensión de conexión de un transformador seco de 200 kVA.



Figura 3. 10: Inspección de bushings en transformador de 700 kVA.

Se recomienda guardar los pasatapas de forma vertical en un espacio libre de humedad. Además, es necesario guardarlos en su caja correspondiente [28].



Figura 3. 11: Revisión de terminales de alta tensión.

3.2.9. Inspección y mantenimiento en caso de fugas en el tanque

Si se presenta una fuga en la carcasa del tanque, se debe reparar por soldadura, prestando atención si el calor de la soldadura no va a producir una mezcla explosiva de gases “(No se necesita precaución alguna en el caso de aceite no inflamable)” [30] [31].

“Si la parte de la fuga está a unos 70 mm o más por encima del nivel del aceite, y si el espesor de la pared del tanque es mayor de 6 mm, no existe peligro de combustión, ya que el aceite enfriará el calor producido por la soldadura.

Si la parte de la fuga está por encima del nivel del aceite, se debe poner gas de nitrógeno en el interior del tanque para prevenir un incendio.

Si el espesor de la pared del tanque es menor de 4.5 mm, se debe poner una pieza de metal encima de la parte de la fuga y debe ser soldada. Es mejor si no hay aceite en el lugar de la reparación.

No se debe cubrir el pequeño orificio de la fuga con masilla, pintura o algún tipo de arcilla, ya que estos se tienden a degradar de manera muy rápida.

Un orificio de fuga en la caja de acero no puede repararse con soldadura o calafateándolo. La parte de la caja de acero deberá reemplazarse. Cuando no sea posible perforar un agujero en el sitio de la fuga, golpee e introduzca un tapón impregnado en goma laca u otro componente” [25].

Si se encuentra una fuga en una pieza importante del equipo, es necesario consultar con el fabricante el método adecuado de tratamiento [31].

3.2.10. Mantenimiento e inspección del equipo de refrigeración

El equipo de refrigeración es una parte fundamental en el funcionamiento cotidiano de un transformador. Se debe tener un cuidado especial durante su mantenimiento e inspección, ya que cualquier anomalía puede reducir la vida útil del transformador.

Verificar si existen fugas de aceites en los colectores del radiador y en las soldaduras de los paneles o tuberías. Si se acumulan sedimentos o agentes extraños en las tuberías, el flujo del aceite se dificulta y la temperatura desciende. Por este motivo se comprueba manualmente que estas piezas se encuentren a una temperatura correcta. Si el radiador es desmontable se debe comprobar que las válvulas se abran de forma correcta[17] [2] [4].

3.2.11. Mantenimiento e inspección de los termómetros

Se debe comprobar la temperatura del transformador en operación, ya que esto es un indicador de las condiciones del funcionamiento. Por esta razón, los indicadores que miden la temperatura deben ser revisadas para su óptimo funcionamiento [17].

En un termómetro se debe revisar la corrosión interna del mismo. Es decir, que no exista agua en su interior, para que la aguja análoga opere de forma correcta y que los contactos eléctricos de alarma funcionen.

Si el cristal presenta empañamiento por la humedad, se debe quitar la tapa del cristal y cambiar el empaque.

Después de años de uso, los tubos de Bourdon se desgastan, al igual que los engranajes y los soportes, por lo que pueden dar lecturas erróneas. Las partes móviles del indicador también pueden caer debido a golpes o vibraciones. Por lo tanto, es necesario manipular con cuidado el termómetro del medidor, al probar el transformador es necesario desmontarlo. [32].

Se debe verificar que los contactos de alarma estén colocados correctamente, como se aprecia en la figura 3.12.



Figura 3. 12: Revisión de termómetro AKM de Transformador de Potencia Trifásico.

3.2.12. Mantenimiento e inspección del indicador de nivel de aceite

Indica el nivel del aceite directamente, y se puede visualizar desde el exterior, tal como el observado en la figura 3.13.

Cuando el cristal esté manchado, se debe limpiar de forma inmediata.

“El indicador, posee un eje giratorio que tiene en un extremo un flotador que soporta un brazo conectado al indicador y, en el otro extremo un magneto para hacer girar el rotor y para permitir el movimiento hacia arriba y hacia abajo del flotador. Cuando el nivel del aceite cambia, éste acciona el brazo de soporte que hace girar el magneto en el otro extremo, y éste a su vez acciona el rotor a través de la pared de división que está colocada fuera del indicador. La aguja señala el nivel del aceite” [33][34].



Figura 3. 13: Inspección del nivel de aceite del medidor de presión de aceite Transformador de potencia trifásico ECUATRAN 13.8/440V.

3.2.13. Mantenimiento e inspección de la válvula de sobrepresión.

La válvula de alivio de sobrepresión con contactos de alarma, acciona la alarma cuando funciona la aguja del interruptor. Está colocada haciendo contacto con la placa de expansión, el resorte de ajuste y los contactos del micro interruptor relacionado con el elevador que se conecta con la aguja del interruptor [16].

En caso de falla, la presión interna se acumula y empuja la válvula hacia afuera, accionando la aguja del interruptor, lo que dobla la placa de expansión. Cuando la presión alcanza un cierto límite, la placa de expansión se rompe y la presión se libera, cerrando

los contactos del microinterruptor estos contactos en el elevador están vinculados con la aguja del interruptor, emitiendo un mensaje de alarma [27].

En la figura 3.14 se observa la válvula de sobrepresión, la cual se acciona al detectar una sobrecarga.



Figura 3. 14: Válvula de sobrepresión accionada por sobrecarga del transformador.

3.2.14. Mantenimiento e inspección de los respiradores de gel de sílice

Estos dispositivos ayudan a eliminar la humedad y el polvo que ingresan al transformador, junto con el movimiento del aire debido a fluctuaciones en la temperatura del aceite del transformador. Está ubicado entre el flujo de aire del transformador y la atmósfera.

Se debe revisar el empaque para asegurarse de que no pueda entrar aire al transformador desde un lugar que no sea el orificio del respiradero. Además, verifique que el nivel de aceite en el tanque no sea más bajo del nivel establecido.

Se utiliza gelatina de silicio como agente deshidratante el cual es de color azul con cloruro de cobalto, y cuando la absorción de humedad llega a un 30 o 40 %, el color cambia de azul a rosa como se muestra en la figura 3.15. En tal caso se debe cambiar la gelatina de silicio o secarla para volver a utilizarla. Para regenerarla, se coloca la gelatina

de silicio en una cubeta o en un perol limpio y se agita mientras la calienta a una temperatura de 100 a 140 °C [33].



Figura 3. 15: Inspección del estado del recipiente de Respiradores de gel de sílice.

3.2.15. Mantenimiento e inspección de empaques.

Instalación de los empaques.

Cuando se utiliza un empaque se recomienda seguir las instrucciones indicadas por el fabricante, pero en caso de no contar con las mismas, se pueden seguir las siguientes directrices: [35].

Para empaques frontales del transformador convencionales, se utiliza corcho o nitrilo.

Para algunas juntas se utilizan empaques especiales de plomo, de asbesto o de anillo en “O”.

Indicaciones para una correcta unión de empaques

Utilizar un empaque sin unión suele ser la mejor opción, pero esto no aplica cuando la junta es muy grande. Además, se debe utilizar un adhesivo en la unión. Existen

empaques redondos, cuadrados, rectangulares y ovalados, pero en cualquier caso se debe unir el empaque por una sección recta. La parte que se sobrepone debe medir más de 50 mm [7].

“Cuando se aplique un elemento o un componente para sellar, hay que asegurarse de seleccionar el material adecuado para el empaque. En este caso es necesario aplicar una capa delgada y dejar que se seque al aire colocando entonces el empaque” [15] [20] [3].

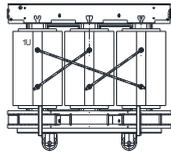
Para eliminar la corrosión de aceite o grasa, se recomienda utilizar un cepillo de alambre con la ayuda de disolvente y alcohol.

El pegamento solo debe aplicarse al costado del empaque y usar la cantidad necesaria para asegurarlo en su lugar.

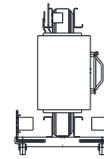
Si la fuga de gas o de aceite no se detiene después de un ajuste correcto, se debe reemplazar el empaque.

Un empaque poco elástico, como el de plomo, siempre debe reemplazarse por uno nuevo. No se debe utilizar un empaque reutilizado.

Para un mejor proceso de mantenimiento se describen las fichas técnicas de la figura 3.16 y 3.17 en caso de realizarse un mantenimiento preventivo, ya sea para transformadores de tipo seco o sumergidos en aceite, en el cual se anotan los datos o valores más importantes del transformador y las pruebas que se realiza, tales como la prueba de relación de voltaje, de cortocircuito e impedancia, de aislamiento, además de la revisión de la bobina y el núcleo, incluso el análisis dieléctrico en transformadores sumergidos en aceite.



MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO ESQUEMA TÉCNICO



INFORME TÉCNICO

Nombre:	Fecha de ingreso:
Dirección:	Contacto:
Ciudad:	Teléfono:

DATOS TÉCNICOS

Potencia:	Monofásico:		Trifásico:		
Voltaje Primario:	Conv.:		CSP:		
Voltaje Secundario:	Tipo de Conexión:				
Frecuencia:	Serie:				
Marca:					

1. PRUEBA DE TTR

RELACIÓN DE VOLTAJE

TAP	LEIDO	SUMA	LEIDO	SUMA	LEIDO	SUMA
I						
II						
III						
IV						
V						

2. PRUEBA DE AISLAMIENTO DE PARTE ACTIVA BOBINA - NÚCLEO MEGGER DE 5000

ALTA	TIERRA		Megohmios	DETERMINA:
BAJA	TIERRA		Megohmios	
ALTA	BAJA		Megohmios	

3. PRUEBA DE CORTOCIRCUITO E IMPEDANCIA

	V	I	%TCC
CORTOCIRCUITO VACÍO			

4. REVISIÓN DE BOBINAS

TIPO DE FALLA:	QUEMADA	HÚMEDA	RECALENTADA	DESPLAZADA
----------------	---------	--------	-------------	------------

5. REVISIÓN DE NÚCLEO

TIPO DE FALLA:	C.T.O. CIRCUITO	HÚMEDO	RESIDUOS CARBONÍFEROS
----------------	-----------------	--------	-----------------------

Conclusiones y Recomendaciones:

"Actualización del manual de construcción, cálculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia".

Figura 3. 16. Ficha técnica de mantenimiento preventivo para transformadores tipo seco



MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE ESQUEMA TÉCNICO

INFORME TÉCNICO						
Nombre:			Fecha de ingreso:			
Dirección:			Contacto:			
Ciudad:			Teléfono:			
DATOS TÉCNICOS						
Potencia:			Monofásico:		Trifásico:	
Voltaje Primario:			Conv.:		CSP:	
Voltaje Secundario:			Tipo de Conexión:			
Frecuencia:			Serie:			
Marca:						
1. PRUEBA DE TTR						
RELACIÓN DE VOLTAJE						
TAP	LEIDO	SUMA	LEIDO	SUMA	LEIDO	SUMA
I						
II						
III						
IV						
V						
2. ANÁLISIS DIELECTRICO DEL ACEITE						
1	2	3	4	5	6	Rgidez Promedio KV.
3. PRUEBA DE AISLAMIENTO DE PARTE ACTIVA BOBINA - NUCLEO MEGGER DE 5000						
ALTA	TIERRA		Megachmios	DETERMINA:		
BAJA	TIERRA		Megachmios			
ALTA	BAJA		Megachmios			
4. PRUEBA DE CORTOCIRCUITO E IMPEDANCIA						
	V		I		%TOC	
CORTOCIRCUITO						
VACÍO						
5. REVISIÓN DE BOBINAS						
TIPO DE FALLA:	QUEMADA		HÚMEDA		RECALENTADA	DESPLAZADA
6. REVISIÓN DE NÚCLEO						
TIPO DE FALLA:	CTO. CIRCUITO		HÚMEDO		RESIDUOS CARBONÍFEROS	
Conclusiones y Recomendaciones:						

"Actualización del manual de construcción, calculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia".

Figura 3. 17. Ficha técnica de mantenimiento preventivo para transformadores sumergidos en aceite.

3.3. Instalación de un Transformador de Potencia.

Para la instalación y montaje de un transformador de potencia, se debe tener en consideración si los transformadores a transportar están parcial o completamente llenos, para controlar los riesgos y tratar de prevenir accidentes, esto, se menciona en las normas técnicas ecuatoriana NTE INEN 2683 y NTE INEN 2684.

Para la instalación de una unidad se debe asignar actividades a las partes involucradas:

3.3.1. Responsabilidades:

Bajo cierto punto de vista y recomendación de ciertos fabricantes y sobre todo de ABB, estos sugieren tener a tres responsables en la recepción del equipo, siendo estos: Supervisor de campo, Supervisor de seguridad y Personal técnico [36].

3.3.1.1. Supervisor de campo.

Responsable de dirigir y supervisar el programa de trabajo y coordinación correspondiente. Además, es el encargado de verificar que el personal este equipado con la protección adecuada y que las herramientas y equipo de trabajo sean los necesarios para realizar el trabajo programado.

También se adhiere a los estándares de calidad, en la realización de los registros de la información de campo, con propósitos de informar y de actualizar los planes desarrollados.

3.3.1.2. Supervisor de Seguridad.

Antes de comenzar las operaciones, se encarga de verificar que el personal, se encuentre capacitado y conozca la naturaleza del trabajo, las herramientas que se van a

usar, que cuente con el equipo mínimo de seguridad para el trabajo y que las áreas de trabajo a realizar estén delimitadas y marcadas para evitar accidentes en el área de trabajo.

Como parte de este proceso, realizará el modelo de Evaluación y Control de Riesgos para la obra y revisará los AST (Análisis de Seguridad en el trabajo), elaborados con la participación de los trabajadores integrantes del proyecto.

3.3.1.2. Personal técnico.

Son responsables de realizar el montaje e instalación del transformador utilizando el equipo de protección personal, respetando los procedimientos de seguridad para prevenir riesgos que atenten contra su integridad física, evitando accidentes laborales que puedan afectar al resto de personal y equipos.

3.3.2. Transporte.

Como se mencionó anteriormente el proceso de traslado es importante, ya que el instalar un transformador implica un traslado de bodega a su ubicación como se observa en la figura 3.18. Esto conlleva el cumplimiento de varias condiciones tales como:

- Debe ser transportado en posición vertical y muy bien asegurado, en un montacargas de preferencia o vehículo adecuado.
- Para su levantamiento, deben ser sujetados a los soportes laterales, por medio de cadenas o estrobos.
- Un aspecto importante es que por ninguna razón se debe utilizar los pasatapas de alta o baja tensión como medio para sujetar, ni mucho menos de apoyo.



Figura 3. 18. Traslado de un transformador de 0.45 MVA.

3.3.3. Recursos:

“El determinar o tener un sustento claro de los recursos o elementos que son requeridos para el montaje y puesta en servicio un transformador es de vital ayuda al personal eléctrico que se encuentren ante una actividad como lo es el montaje” [37].

3.3.3.1. Personal.

Para realizar este tipo de trabajos es necesario emplear personal calificado y especializado, por lo cual se requiere el personal detallado en la tabla 3.3 [36].

Tabla 3. 3. Plantilla del personal requerido para el montaje de un transformador según ABB.

Cargo	Cantidad
Supervisor de campo	1
Supervisor de seguridad	1
Técnico calificado	1
Operarios calificados	4

3.3.3.2. Equipos.

- Espinterómetro.
- Tensiómetro (solo cuando se va hacer procesos de Regeneración).
- Camión grúa.
- Planta generadora de Alto Vacío (para Transformadores que van sin aceite).
- Planta de tratamiento por termovacío.
- Equipo de medición de punto de rocío.
- Gatas hidráulicas motorizadas y manuales (Solo en caso que la propuesta técnica índice Traslado de Transformador).
- Multímetro.
- Pinza Amperimétrica.
- Revelador de tensión.
- Tanque cisterna.
- Montacargas manual.
- Trampa contra burbujas.
- Equipo de pruebas eléctricas.

3.3.3.3. Herramientas.

- Escalera telescópica.
- Niples y acoples.
- Extensiones eléctricas.

- Torquímetro.
- Kit básico de herramientas mecánicas.
- Eslingas.

3.3.3.4. Materiales consumibles y otros.

- Disolventes.
- Cilindros vacíos.
- Botellas para extracción de muestras.
- Tierra Fuller.
- Trapo industrial.

3.3.4. Consideraciones generales.

Los transformadores generalmente se envían ensamblados y listos para su instalación. Cada transformador debe ser inspeccionado cuidadosamente y se debe informar a la empresa de transporte de cualquier daño que haya ocurrido.

Se debe realizar una inspección minuciosa externa al recibir el transformador para verificar que ningún elemento este en mal estado, tal como se observa en la figura 3.19. El tanque no debe tener ningún golpe, ni tener fugas de aceite [37].



Figura 3. 19. Verificación de elementos, inspección externa y preservación del transformador [24].

En la inspección externa hay que considerar lo siguiente:

- **Nivel del líquido.** Se encuentra dentro de 10 cm. por debajo del borde superior del tanque.
- **Dispositivo de alivio y sobrepresión.** Es necesario comprobar que no falte la tapa de seguridad del dispositivo ni el embolo y que no se existan fugas de aceite en las juntas.
- **Aisladores y terminales de alta y baja tensión.** Es necesario verificar que:
 - ✓ Se encuentren en un excelente estado, es decir sin golpes ni roturas por un posible impacto ocurrido durante la carga, transporte y descarga.
 - ✓ Los tornillos que fijan los aisladores de A.T a la tapa (en caso de poseer), no deben estar flojos.
 - ✓ No deben existir fugas en ninguna parte de unión a los aisladores.

- ✓ Revisar que no se encuentre flojo os terminales de conexión tanto en alta como en baja tensión, ya que esto permitiría el ingreso de humedad al transformador.
- **Cambiador de derivaciones para operación sin tensión.** Esta pieza se envía de fábrica en su posición nominal, anclada mediante un tornillo de fijación que no permite el movimiento sin antes aflojarlo. Verifique que no existan fugas de aceite desde el eje o por el empate [24].

Si el transformador no será instalado inmediatamente, se debe preservar en un lugar seco y preferiblemente bajo techo. Esta área debe estar ventilada y libre de cualquier señal de humedad o gases corrosivos que afecten el acabado superficial del equipo.

3.3.5. Montaje mecánico.

El montaje mecánico de un transformador se define como combinación común de todos sus elementos y verificación de dicha unión (prueba de vacío), para que el transformador esté listo para ser probado.

3.3.5.1. Limpieza y retoques de pintura

Los transformadores y sus accesorios podrán ser transportados, preservados y operados en condiciones de alta temperatura y humedad, por lo que las telas deberán ser protegidas por fungicidas.

Los equipos externos e internos de los transformadores que no estén sumergidas en el aceite aislante, deberán tener una capa anticorrosiva adecuada capaz de resistir los efectos del aceite empleado.

En particular, las superficies exteriores se pintarán como se observa en la figura 3.20, con pintura para transformadores. Los pernos y las tuercas de fijación de la tapa del

transformador, los herrajes de sujeción de los aisladores pasantes y los soportes deben ser de material resistente a la corrosión o estar galvanizados.



Figura 3. 20. Limpieza y retoques de pintura [24].

Luego de proteger y pintar las partes, empieza el montaje mecánico de las mismas, estableciendo el siguiente orden:

1. **Montaje de radiadores:** Los lugares donde se vayan a colocar deben estar limpios y acorde al plano emitido por la fábrica.

Se evidencia de una mejor manera el montaje de los radiadores en la figura 3.21.



Figura 3.21. Montaje de Radiadores [24].

2. **Instalación de bornes:** Se realizará siempre en posición vertical y deberán estar limpios y secos por dentro y por fuera. Tenga cuidado durante su montaje para evitar roturas y daños de la porcelana. En la figura 3.22 se observa este proceso.

Los empaques de “Corcho” que se utilizan para la unión de los accesorios y en áreas planas sin topes, así como las superficies de la carcasa deben estar limpios. Su ensamblara cuidadosamente, comprimiéndolos uniformemente para asegurar un perfecto sellado.



Figura 3.22. Montaje de pasatapas [24].

3.3.5.2. Proceso de vacío del transformador.

Para llevar a cabo el proceso de vacío de un transformador se debe aislar y sellar el tanque de almacenamiento, radiadores, tuberías y demás accesorios. El vacío debe alcanzar una presión negativa, en estas condiciones se mantendrá durante 12 horas, más 1 hora adicional, por cada 8 horas que el transformador haya permanecido abierto y expuesto al ambiente durante su inspección y armado. El vacío se romperá introduciendo aire o nitrógeno seco al transformador hasta alcanzar una presión cero [24].

3.3.5.3. Llenado del aceite dieléctrico.

El llenado de aceite dieléctrico debe cubrir el núcleo y los devanados. Si por alguna razón se interrumpe el proceso, se debe vaciar el transformador y reiniciar el proceso de carga. El aceite aislante que se utilizara para el llenado final del transformador debe estar previamente deshidratado y desgasificado.

Concluido el llenado del transformador, se debe mantener las condiciones de vacío al menos 3 horas más antes de romper el vacío con aire o nitrógeno seco.

Finalmente, el aceite será obligado a recircular durante 8 horas consecutivas, lo que equivale al doble del volumen total del aceite del transformador, esto se realiza para eliminar la humedad residual y gases sueltos. Durante este proceso se activarán las bombas de aceite, al finalizar esta operación se dejará reposar el transformador un mínimo de 24 horas para la realización de pruebas.

Se recomienda que el transformador no sea almacenado más allá de 5 o 6 meses. Si el transformador está almacenado por un año, se debe llenar de nuevo con aceite y realizar pruebas rutinarias en periodos sugeridos por el fabricante [24].

3.3.5.4. Par recomendado en el ajuste de la tornillería correspondiente.

Se recomienda tener al alcance la tabla 3.4 con los parámetros que poseen los tornillos y pernos, los cuales ayudarán a saber de forma técnica su fuerza máxima de par y del material del cual están fabricados.

Tabla 3. 4. Par recomendado para aprietes de tornillos.

Tuercas y tornillos para:	Par máximo sugerido [N-cm]
Bridas boquillas A.T.	11.0
Cambiador de derivaciones	12.4 – 10.8 (depende del fabricante)
Sujeción del fusible de expulsión	13.6
Tapa registro de mano	16.5
Tapa general del tanque	35.0
Válvula de sobrepresión	25.0
Válvula de drene de aceite	75.0
Válvula de muestreo	35.0
Tornillos puesta a tierra	35.0

3.3.4.5. Pruebas eléctricas y verificaciones finales.

Es importante mencionar que este proceso se lleva a cabo únicamente cuando se a desenergizado el transformador.

- ✓ Prueba de resistencia de aislamiento para cada devanado a tierra y entre devanados.
- ✓ Prueba de relación de transformación en todas sus derivaciones
- ✓ Monitoreo del contenido de agua y verificar la rigidez dieléctrica del aceite.
- ✓ Verificación de operación de los indicadores y dispositivos de control de temperatura del aceite y de imagen térmica.
- ✓ Verificación de operación de los equipos auxiliares, como bombas de aceite, ventiladores e indicadores de flujo.
- ✓ Verificación de alarmas y dispositivos de protección propias del transformador, así como el esquema de protección diferencial y de respaldo.

3.5. Puesta en servicio

Una vez verificada la instalación mecánica y efectuada todas las pruebas del transformador, se procede a la energización del mismo.

Para esto se debe tener en cuenta algunas precauciones y seguir los pasos, que se indican a continuación:

- ✓ Verificar que los seccionadores del devanado primario y el interruptor secundario estén en posición de abierto. En seccionadores de cuatro posiciones, solo deben ser operados haciendo el movimiento de las manecillas del reloj.

- ✓ Al energizar el sistema, se deben instalar fusibles de prueba aproximadamente un 10% del valor de la corriente nominal por cada transformador, para protección de los mismos y del sistema.
- ✓ Energizado el sistema, conectar el transformador en vacío, cerrando el seccionador del devanado primario y el interruptor secundario, en este orden.
- ✓ Realizar lecturas de la tensión secundaria para verificar que sea la adecuada según la placa.
- ✓ Si la tensión secundaria no es la adecuada, se ajusta con el cambiador de derivaciones, el cual es de operación sin carga, por lo que se debe desenergizar el transformador antes de efectuar dicho cambio.
- ✓ Luego de asegurar la correcta operación en vacío del transformador, se desenergiza nuevamente para reemplazar los fusibles de prueba por los de operación nominal. Una vez cambiados, se energizará de la igual forma como se describió previamente, con la variante de que en esta ocasión se alimentará la carga, revisando que la tensión y la corriente sean los correctos [36].

3.6. Operación

Un transformador al ser una máquina eléctrica estática, no requiere maniobras adicionales para que este opere, por ello el saber cómo operar este equipo es de vital importancia ante las fallas que se puedan presentar y en la parte del mantenimiento a realizar [38].

3.6.1. Cambiador de derivaciones de operación desenergizada.

La mayoría de los transformadores cuentan con un cambiador de derivaciones de operación sin carga (transformador desenergizado) que puede ser de manija interna o

externa, según su especificación. El objetivo del cambiador es ajustar la tensión del transformador a la tensión de la línea de alimentación y por consiguiente obtener la tensión correcta en el secundario.

Si la tensión de la línea de alimentación es mayor que la tensión del devanado, se tendrá un incremento logarítmico en pérdidas de excitación en el transformador. Por el contrario, si la tensión de la línea de alimentación es menor que la del devanado, se tendrá una tensión reducida en la línea de carga o en el secundario [36]. Para hacer un cambio de derivaciones, siga los siguientes pasos:

- Asegurarse que el transformador esté completamente desenergizado y no existe tensión en alguno de los devanados.
- Si el cambiador no es de operación con manija externa, es necesario abrir la tapa de registro de inspección o registro de mano.
- El cambiador de derivaciones está marcado con números progresivos correspondiendo el # 1 a la tensión mayor y el # 5 a la tensión menor. (Ver en la placa de características las diferentes opciones de tensión en el devanado de alta tensión).
- La manija debe girarse en sentido de las manecillas de un reloj para cambiar de una tensión mayor a una tensión menor.
- Al girar la manija de acuerdo al paso anterior, se incrementará la tensión en el lado secundario. Para reducir la tensión el lado secundario, gire la manija en sentido contrario a las manecillas del reloj.
- Es necesario evitar la entrada de humedad o de cualquier agente extraño a través de la ventana de registro de mano [36].

3.6.2. Elementos de protección en alta tensión

Las fallas en los transformadores por lo general están relacionadas con el arco, ya que la corriente de falla debe fluir a través de un espacio previamente ocupado por un material aislante. Las fallas pueden ocurrir en cualquier parte eléctrica del transformador y la magnitud de las corrientes de falla varía desde los valores del orden de la corriente nominal del transformador, hasta la máxima corriente de falla asimétrica que el sistema puede proporcionar debido a una condición de falla de línea a tierra o de línea a línea.

Los transformadores autoprottegidos están equipados con fusibles, conectados en devanados de alta tensión. Este fusible está coordinado con el interruptor de tal forma que, en caso de un cortocircuito en la carga, el interruptor actuara en lugar del fusible [37].

3.6.2.1. Coordinación de protecciones

Es de vital importancia realizar un análisis de la coordinación de protecciones para los transformadores, ya que de esto depende la integridad del equipo.

- Protección diferencial de transformadores.

Esta protección incluye un relé diferencial que compara los módulos de corriente y el ángulo de desfase entre los devanados primario y secundario del transformador.

Para solucionar el desfase de los módulos de las corrientes, se instala un transformador adaptativo de fase en el secundario de los transformadores de corriente, teniendo en cuenta los respectivos ángulos de tiempo ($Dy11$, $Yd11$, etc.).

Los transformadores de corriente deben tener el mismo valor de su corriente secundaria, es decir debe ser igual a $5[A]$ o $1[A]$, según corresponda, para una lectura precisa del relé diferencial.

En la figura 3.23 se muestra la curva de actuación de un relé diferencial.

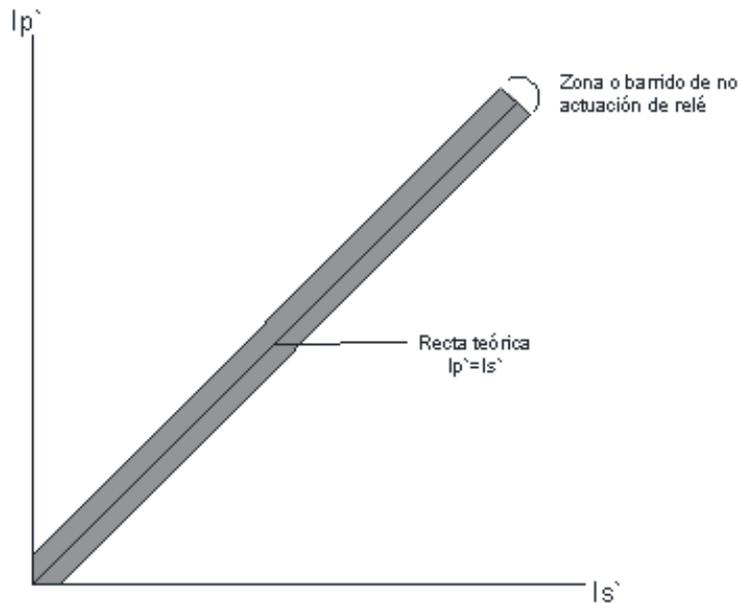


Figura 3. 23. Curva de actuación de un relé diferencial.

Como se puede observar, la región de acción es todo el cuadrante, y la región inactiva corresponde a la recta teórica de $I'p = I's$.

La zona neta no operativa es rango que rodea a la recta, con ciertas tolerancias y teniendo en cuenta los errores de medición del relé[39].

Protección con seccionador fusible en el primario.

Los transformadores de cualquier tipo deben poseer seccionadores, los cuales nos permitan realizar maniobras para intervenir el equipo con seguridad y sobre todo salvaguardar su integridad, lo cual alarga su vida útil. Estos están establecidos por las normas IEC.

En la figura 3.24 se indican los puntos característicos de los transformadores.

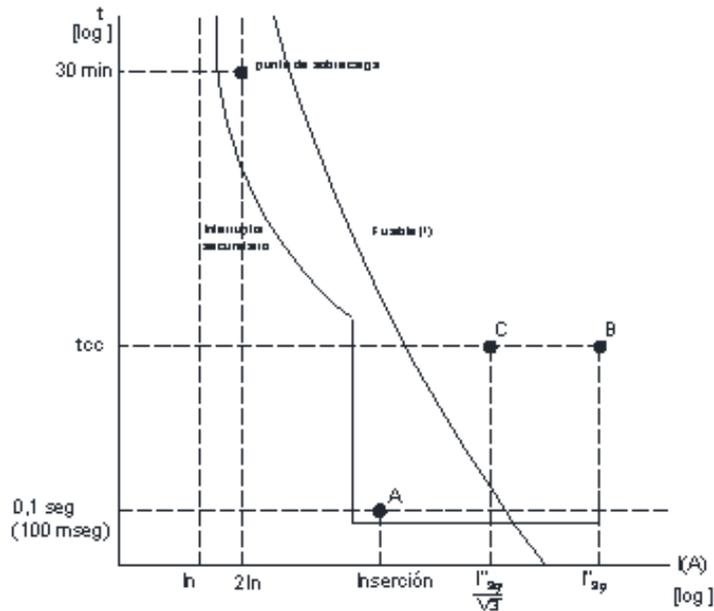


Figura 3. 24. Parámetros característicos considerados en la coordinación de protecciones. [39]

Siendo de la siguiente manera:

A:” Corriente de Inserción o Corriente de energización. Este valor varía en función de la potencia y características del transformador ya sea sumergido en aceite o transformador seco. Los valores orientativos de esta corriente son de 8 a 12 veces la corriente nominal, para potencias de hasta 2 MVA, y de 12 a 14 veces la corriente nominal para potencias superiores a 2 MVA. El tiempo de duración es del orden de 100 ms, y circula solamente por el primario del transformador” [39]..

Este elevado valor de corriente es ocasionado por la falta de *f.e.m.* (Fuerza electromotriz) en los devanados, al momento de establecer el flujo magnético en el transformador.

B: “Corriente de cortocircuito trifásica que debe soportar el transformador. Este valor queda limitado por la impedancia propia del transformador, considerando el mismo conectado a una red de potencia infinita” [39]..

El tiempo que se somete esta corriente de cortocircuito varía en función de la impedancia del transformador y aumenta con el valor de la impedancia [39].

Los tiempos en función de la impedancia, se presenta en la tabla 3.5.

Tabla 3. 5. Tiempos que soportan las corrientes según su impedancia.

t [seg]	X [%]
2	4
3	5
4	6
5	7

C: “Corriente de cortocircuito monofásica, que debe soportar el transformador. Este valor es 0.58. Este valor proviene de la relación entre corriente en una rama del triángulo, asociada a la rama de la estrella con falla del valor de la corriente de cortocircuito trifásica. Este punto C, es sólo aplicable a los transformadores del grupo Dyn con neutro rígidamente puesto a tierra” [39].

La curva de la protección instantánea puede ir por encima o por debajo de la corriente de irrupción (punto A), sin afectar la conexión del transformador a línea, ya que la corriente de alimentación fluye únicamente por el devanado primario del transformador.

“El fusible, cuya curva debe pasar a la izquierda del punto C, y a la derecha del punto A y de la curva del interruptor, sólo protege al transformador por cortocircuitos, y no lo protege por sobrecargas. La protección por sobrecargas está a cargo del interruptor

del secundario. Es por dicha razón que la curva del fusible pasa a la derecha del punto $2 \frac{In}{30'}$, [39].

La aplicación de esta solución se recomienda para transformadores en aceite que no superen los 1000 kVA [39].

Protección con interruptor en el primario.

En la figura 3.25 se muestran las curvas de protección de un transformador con interruptores en el primario y secundario.

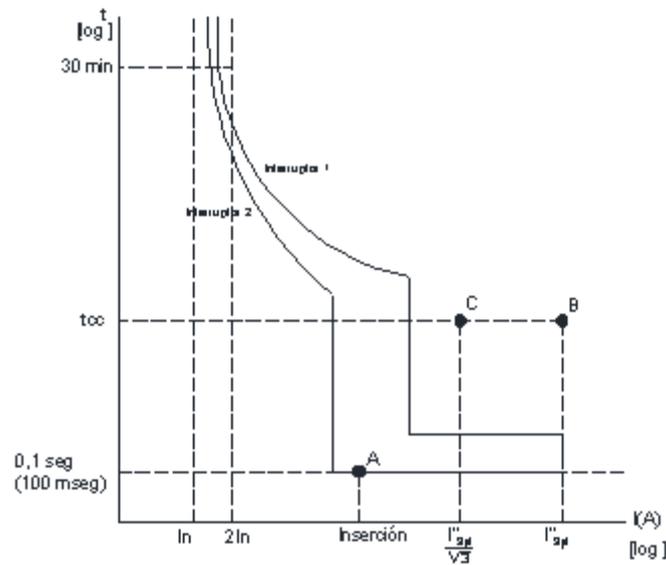


Figura 3. 25. Curvas de protección de un transformador con interruptores en el primario y secundario [39].

En este caso la curva de actuación instantánea del interruptor primario debe tener su ajuste de tiempo mayor que el valor de la corriente de inserción, para no disparar el relé cuando el transformador está conectado a la red. El ajuste instantáneo del valor de la corriente debe desplazarse a la izquierda del punto C.

“El ajuste por sobrecargas debe pasar por arriba del térmico del secundario y a la izquierda del punto $2 \frac{In}{30}$. La actuación por sobrecargas es de respaldo de la protección del secundario del transformador” [39].

Esta solución es aplicable transformadores a partir de los 1000 kVA.

CAPITULO 4

PROCESO PARA LA REPARACIÓN DE TRANSFORMADORES DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA

Conociendo el tipo de falla diagnosticado en el Capítulo 2, se procede a realizar la reparación del mismo, con lo cual se considera lo siguiente:

- Inspección general
- Despiece de transformador
- Reconstrucción del bobinado eléctrico
- Pruebas

4.1. Inspección general

Se identifican los datos de la placa nominal presentes en el transformador, figura

4.1.

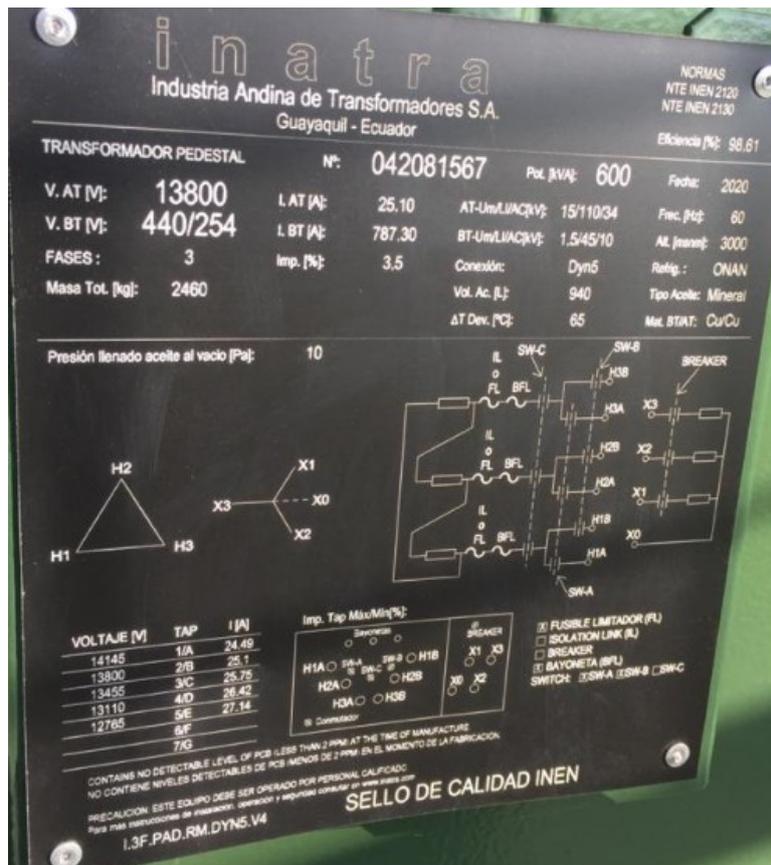


Figura 4. 1. Placa técnica de Transformador INATRA de 600 kVA con tensión de 13,8kV/440V.

Estos datos son:

1. Marca
2. Tipo
3. Norma
4. Potencia nominal (KVA)
5. Número de fases
6. Tensión primaria (V)
7. Corriente primaria (A)
8. Impedancia

9. Peso Act. (kg)
10. Peso total (kg)
11. Año de fabricación
12. Frecuencia
13. Tensión secundaria (V)
14. Corriente secundaria (A)
15. Conexión
16. Nivel de aislamiento (kV)
17. Clase de aislamiento
18. Refrigeración
19. Aceite
20. Volumen de aceite (litros)

En las fichas técnicas de la figura 4.2, 4.3 y 4.4 se presentan los modelos para la adquisición de datos previo a la realización de un rebobinado de transformadores bañados en aceite, de tipo seco y autotransformadores [7].

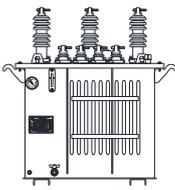
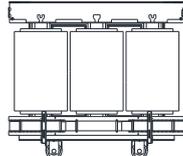
	
<h2>ESQUEMA TÉCNICO REBOBINADO DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO</h2>	
DATOS GENERALES	
Numero de trabajo:	Propietario:
Fecha de inicio de trabajo:	Fecha de entrega de trabajo:
Desarmado mecánico por:	Devanado por:
Revisión final de trabajo:	
DATOS PERTENECIENTES AL TRANSFORMADOR	
Marca:	Año de fabricación:
Tipo:	Conexión:
Potencia Nominal:	Nivel de Aislamiento:
Numero de fases :	Clase de Aislamiento:
Tensión primaria:	Refrigeración:
Corriente primaria:	Aceite:
Tensión Secundaria:	Volumen de aceite:
Corriente Secundaria:	Peso Act. :
Frecuencia:	Peso total:
DATOS DEL BOBINADO DEL TRANSFORMADOR	
Numero de espiras en el primario:	Sección del núcleo:
Numero de espiras en el secundario:	Peso de Alambre total:
Sección de alambre en el primario:	Tipo de conexión:
Sección de alambre en el secundario:	
Observaciones:	
<small>*Actualización del manual de construcción, calculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia*.</small>	

Figura 4. 2. Ficha técnica de rebobinado de transformador monofásico

	
ESQUEMA TÉCNICO REBOBINADO DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO	
DATOS GENERALES	
Numero de trabajo:	Propietario:
Fecha de inicio de trabajo:	Fecha de entrega de trabajo:
Desarmado mecánico por:	Devanado por:
Revisión final de trabajo:	
DATOS PERTENECIENTES AL TRANSFORMADOR	
Marca:	Año de fabricación:
Tipo:	Conexión:
Potencia Nominal:	Nivel de Aislamiento:
Numero de fases :	Clase de Aislamiento:
Tensión primaria:	Refrigeración:
Corriente primaria:	Aceite:
Tensión Secundaria:	Volumen de aceite:
Corriente Secundaria:	Peso Act. :
Frecuencia:	Peso total:
DATOS DEL BOBINADO DEL TRANSFORMADOR	
Numero de espiras en el primario:	Sección del núcleo:
Numero de espiras en el secundario:	Peso de Alambre total:
Sección de alambre en el primario:	Tipo de conexión:
Sección de alambre en el secundario:	
Observaciones:	

Actualización del manual de construcción, cálculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia.

Figura 4. 3. Ficha técnica de rebobinado de transformador trifásico

<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;">  <div style="text-align: center;"> <h2>ESQUEMA TÉCNICO</h2> <h3>REBOBINADO DE AUTOTRANSFORMADOR</h3> </div>  </div>	
DATOS GENERALES	
Numero de trabajo:	Propietario:
Fecha de inicio de trabajo:	Fecha de entrega de trabajo:
Desarmado mecánico por:	Devanado por:
Revisión final de trabajo:	
DATOS PERTENECIENTES AL AUTOTRANSFORMADOR	
Marca:	Frecuencia:
Tipo:	Conexión:
Potencia Nominal:	Nivel de Aislamiento:
Numero de fases :	Clase de Aislamiento:
Tensión primaria:	Refrigeración:
Corriente primaria:	Peso total:
Tensión Secundaria:	Año de fabricación:
Corriente Secundaria:	
DATOS DEL BOBINADO DEL AUTOTRANSFORMADOR	
Numero de espiras en el primario:	Sección del núcleo:
Numero de espiras en el secundario:	Peso de Alambre total:
Sección de alambre en el primario:	Tipo de conexión:
Sección de alambre en el secundario:	
Observaciones:	

"Actualización del manual de construcción, calculo, instalación, operación y mantenimiento de transformadores de pequeña y mediana potencia".

Figura 4. 4. Ficha técnica de rebobinado de autotransformador

Después de la recolección de datos, se debe realizar una revisión general de la máquina, en donde se pueda verificar el estado del núcleo, bobinados, elementos de regulación, además de comprobar el estado del líquido refrigerante en caso de ser un transformador sumergido en aceite, o en caso de ser un tipo seco, se revisa el estado de la masa de resina o de goma que protegen los devanados.

4.2. Desarmado del transformador

Este proceso dependerá del tipo de transformador que se quiera manipular, ya que se debe desarmar la carcasa del transformador y los elementos que la conforman, con

la finalidad de extraer el bobinado para su posterior reparación [12] [20]. De forma general se indicarán los siguientes pasos para la extracción del devanado:

4.2.1. Realizar diagramas de conexión de placa

- Identificar cada uno de los bornes
- Identificar los terminales del bobinado
- Marcar y codificar si es posible cada uno de los terminales
- Realizar un diagrama de terminales y bornes

4.2.2. Datos de la placa

Se refiere a la obtención de datos que otorga la placa nominal. Es importante registrar todos los datos esenciales en las fichas técnicas presentadas en las figuras 4.2, 4.3 y 4.4, para una posterior reparación, como por ejemplo el número de espiras en el devanado, que es esencial para cuando se necesite rebobinar los devanados de un transformador.

4.2.3. Desarmado del núcleo

Se refiere al proceso que conlleva el desmontaje del núcleo y los devanados una vez fuera de la carcasa del transformador (figura 4.5).

- Aflojar y retirar los pernos y tuercas
- Retirar todas las piezas que sujetan al núcleo
- Desmontar las chapas magnéticas alternadamente
- Mantener todas las piezas desmontadas en un sitio en específico.



Figura 4. 5. Desmontaje de un transformador seco de 0.5 kVA de 440/240 V

4.3 Reconstrucción del bobinado eléctrico

Teniendo en cuenta que ya se realizó el desarmado del transformador, ahora se realizará el proceso que se ejecuta en la reconstrucción de un bobinado eléctrico quemado, por experiencia se conoce que un transformador presenta un fallo en el bobinado por sobrecarga, dado este caso se debe evaluar la dimensión del daño y en cuyo caso, la reparación óptima sería el cambio del bobinado, para lo cual se sigue los siguientes pasos:

4.3.1. Obtener datos del devanado Primario

- Se debe tomar medidas del bobinado
- Realizar el esquema de bobinado.

4.3.2. Extracción de devanado Primario

- Se debe contar y anotar el número de capas con la que cuenta el devanado.
- Anotar el calibre del número de conductor (Primario)
- Observar la cantidad de conductores en paralelo que existen.

- Contar y anotar el número de vueltas del devanado

4.3.3 Obtener datos del devanado Secundario

- De igual forma se registra las medidas del bobinado
- Realizar el esquema de bobinado

4.3.4. Extracción devanado Secundario

- Se debe contar y anotar el número de capas
- Anotar el calibre del número de conductor (Secundario)
- Observar la cantidad de conductores en paralelo
- Contar y anotar el número de vueltas del devanado

Una vez que se ha desarmado el núcleo es importante:

- Enderezar las chapas que estén deformadas, golpeando suavemente sobre una superficie plana, con un martillo de goma o madera.
- Quitar de los bornes los restos del material de impregnación, raspándolo suavemente con un objeto que tenga filo (cuchilla, navaja).

Se deben manipular las chapas con mucha precaución ya que pueden producir cortes, de ser necesario utilizar guantes. Además, se aconseja no limpiar con escobilla de fierro.

Después de realizar la extracción de los devanados primario y secundario, así como de los conductores que lo conforman, se procede a rebobinar, pero como paso previo es importante construir un carrete.

4.3.5. Construcción de carrete aislante del núcleo

Para la realización del carrete, como se muestra en la figura 4.6, es necesario seleccionar un papel aislante o papel parafinado de tamaño adecuado, utilizado para aislar los devanados entre sí. El papel parafinado, como su nombre lo indica, tiene un baño de parafina, que lo hace flexible y maleable. Además, lo aísla de la humedad y le brinda resistencia al calor, evitando que se cristalice, cuando se selecciona el papel se toman las medidas del núcleo, con esto se comienza a armar el carrete [40].

Al diseñar y fabricar un transformador es necesario tener en cuenta que el carrete y las chapas están relacionados entre sí, porque el ancho del centro de las chapas, determina su ancho, y el número de chapas determinan la longitud del carrete.

Al dimensionar el área del núcleo del transformador se debe fabricar una formaleta que nos acerque a esa área y coincida con las chapas. Los carretes están disponibles en plástico, cartón y fibra de vidrio (este último para transformadores de gran tamaño).

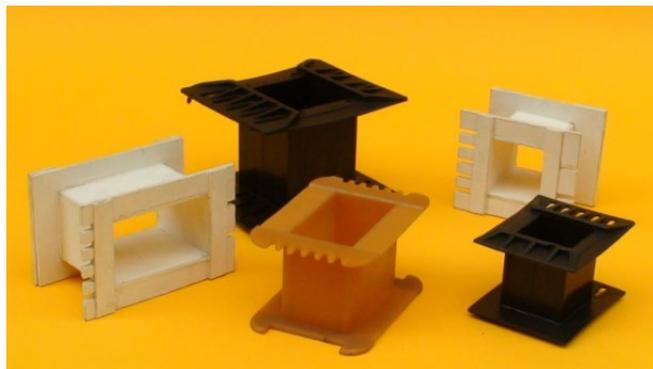


Figura 4. 6. Tipos de carretes aislantes [40].

El ensamble del carrete es muy sencillo, como se muestra en la figura 4.7.

- Se inicia con la elaboración de un cuadrado con un rectángulo de menor dimensión en el centro, para formar el espacio que contendrá las chapas.

- Al pegar la segunda capa sobre la primera, debe realizarse en sentido contrario, haciendo que queden en esquinas opuestas el punto de unión de cada capa, donde la primera, es abrazada por la segunda capa, para dar fuerza y agarre a las dos piezas.
- Usar pegamento para madera y aplique abundantemente.
- A continuación, se debe unir las piezas dobles que irán arriba y abajo, dando forma al carrete.

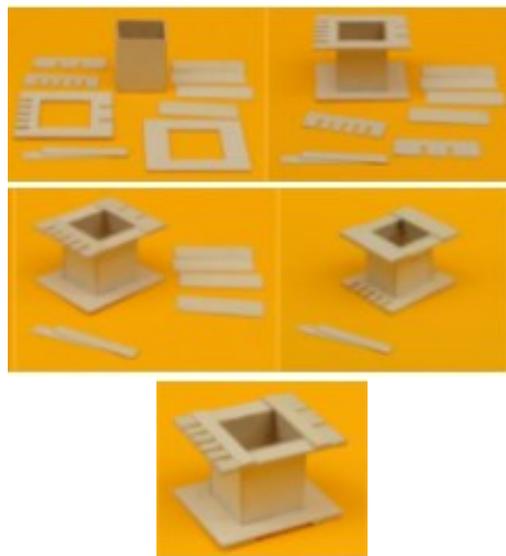


Figura 4. 7. Ensamble del carrete aislante [40].

- Es necesario reforzar el carrete con algún adhesivo, ya que la presión es fuerte al momento de bobinar el alambre.
- Finalmente, para darle una mejor consistencia, rigidez y resistencia al calor y la humedad, es importante recubrir el carrete con Barniz Dieléctrico. Aplicar uniformemente y abundante, como se muestra en la figura 4.8.



Figura 4. 8. Aplicación de barniz al carrete.

4.3.6. Bobinado de devanado Secundario

Para el caso de un transformador de mediana potencia se recomienda colocar un madero a la medida del carrete, esto para obtener una mayor dureza del carrete, porque al ir bobinando el carrete se cerrará y es lo que se busca evitar.

Se inicia con el embobinado del devanado de alta tensión, debido a que es el devanado de mayor número de vueltas, pero de menor diámetro del conductor.

- Constatar que el contador de vueltas se encuentre en 0 (en caso de tener un contador).
- Pasar la punta del conductor por el agujero de la pestaña del carrete.
- Colocar una cinta aislante sobre el conductor.
- Bobinar la primera capa de espiras iniciando por el extremo opuesto al que paso el conductor por el agujero.

- Continuar con la segunda capa de espiras hasta alcanzar el total de espiras

La figura 4.9 detalla de forma más gráfica los pasos mencionados.



Figura 4. 9. Bobinado del transformador

4.3.6.1 Pruebas de continuidad en devanado Secundario

- Marcar el extremo de la bobina
- Quitar alrededor de 5 cm del esmalte aislante del extremo marcado.
- Medir con el ohmímetro la continuidad de la bobina en el extremo señalado.
- Registrar el valor de la lectura.

La figura 4.10 demuestra los pasos de la prueba de continuidad.

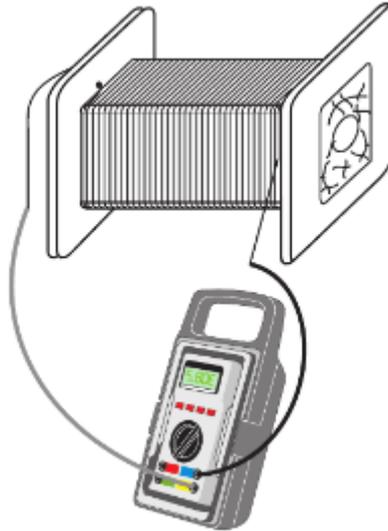


Figura 4. 10. Demostración de la prueba de continuidad del bobinado [13].

4.3.6.2 Aislar devanado de Secundario

- Cortar una tira de papel aislante dependiendo del espesor calculado en mm.
- Cubrir por completo el bobinado con el papel aislante.
- Sujetar el extremo final del aislante con una cinta adhesiva.

En la figura 4.11 se observa cómo es recubierto el bobinado.



Figura 4. 11. Demostración de la cobertura aislante del bobinado.

4.3.7. Bobinado del devanado Primario

- De igual manera se constata que el contador de vueltas se encuentre en 0.
- Pasar la punta del conductor del primario por el agujero de la pestaña del carrete que corresponde.
- Colocar una cinta aislante sobre el conductor.
- Bobinar la primera capa de espiras de la segunda bobina, manteniendo el mismo sentido de arrollamiento que la bobina secundaria.
- Continuar con la segunda capa de espiras hasta alcanzar el total de espiras.

4.3.7.1 Prueba de continuidad en devanado Primario

- Marcar el extremo de la bobina
- Quitar alrededor de 5 cm del esmalte aislante del extremo marcado.
- Medir con el ohmímetro la continuidad de la bobina en el extremo señalado.
- Registrar el valor de la lectura, para referenciar de pruebas de operación.

4.3.9.2 Aislar devanado Primario

- Cortar una tira de papel aislante dependiendo del espesor calculado en mm.
- Es importante cubrir por completo el bobinado con el papel aislante.
- Sujetar y asegurar el extremo final del aislante con una cinta adhesiva.

Después de realizar el bobinado y aislamiento de los dos devanados, y las pruebas de continuidad se realiza el armado del transformador.

4.3.8. Armado del núcleo del transformador

El proceso de colocar las láminas de hierro-silicio consiste en agrupar las láminas en forma de (E) e ir introduciéndolas dentro de la formaleta, intercalándolas una por un lado y la otra por el lado opuesto, como se aprecia en la figura 4.12.

Se debe tener cuidado no meter dos laminas pegadas. Se debe considerar si las chapas tienen un gran desgaste, además cuidar que estas no se encuentren torcidas, oxidadas o que sean de otra longitud.

Si las chapas están oxidadas, se deben lijar con un papel lija adecuado, según el grado de oxidación de la lámina, hasta la eliminación del óxido en su totalidad, para luego recubrir con barniz dieléctrico.

Es importante remover el óxido de las láminas ya que podrían ocasionar un contacto entre sí, creando corrientes de Foucault, lo que genera pérdida de potencia en el transformador, para evitar los defectos mencionados, se recomienda reemplazarlas por nuevas.

El número de láminas que necesita un transformador está determinado por saturación, es decir se debe introducir un gran numero hasta que no quede espacio para insertar una más en la formaleta. Para asegurar un ajuste total entre chapas, es usual que se empuje las láminas con la ayuda de un martillo de goma para acoplarlas [13].

Las últimas chapas entran con mayor presión en el carrete lo que puede ocasionar la rotura de la formaleta provocando un contacto con el alambre de cobre, lo que generaría

un cortocircuito. Por esta razón, es fundamental que las todas las láminas se encuentren en óptimas condiciones.

Estas indicaciones tienen como finalidad evitar que el transformador se recaliente junto con el barniz dieléctrico, lo que genera que el alambre entre en corto. Por dicha razón, se toman todas de las chapas y se atraviesa tornillos pasantes en sus cuatro esquinas, para un ajuste muy fuerte, como se aprecia en la figura 4.12.

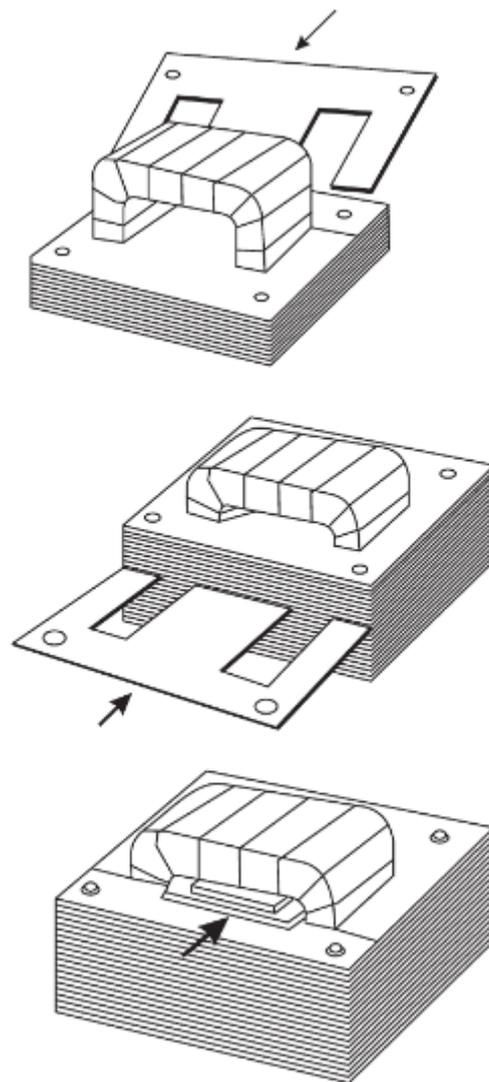


Figura 4. 12. Demostración del armado y ensamble del núcleo mediante las chapas [13].

Es importante verificar que el espesor del paquete de chapas quede de forma uniforme, luego de haber apretado los tornillos, midiendo en diferentes puntos de cada lado.

4.3.9. Probar aislamiento

- Se debe medir la resistencia de aislamiento del transformador, conectando primero el instrumento de medición (multímetro) entre la carcasa (tierra) y el terminal 1.1, luego con el terminal 2.1, tal como se visualiza en la figura 4.13.
- Finalmente se mide el aislamiento entre los dos bobinados, colocando los puntos de instrumento entre los terminales 1.1 y 2.1
- Se debe anotar el resultado de las mediciones en la hoja de protocolo.

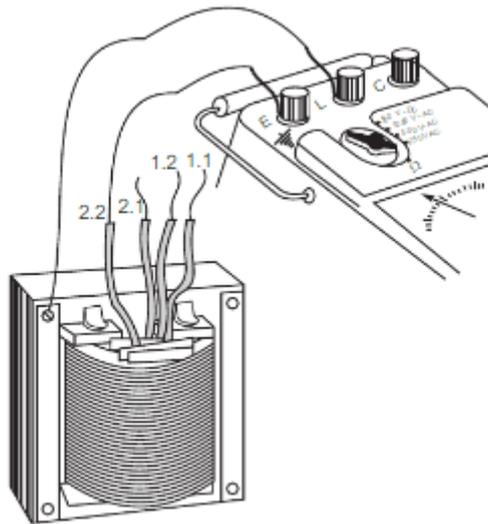


Figura 4. 13. Demostración de la prueba de resistencia de aislamiento del transformador [13].

4.4. Casos de Análisis

4.4.1. Cambio de tensiones mediante aumento de TAP

Problema:

En una planta minera que cuentan con maquinarias de 480 V, existe una disminución considerable de tensión de 480 V a 360 V en ciertas horas del día en un transformador trifásico en media tensión de 0,8 MVA con tensiones iniciales de 13860/480 V, provocando que las maquinarias no funcionen y se apaguen, problema que a corto o mediano plazo puede ocasionar daños irreparables.

Análisis:

Lo primero que se debe acotar es que el nivel de tensión debería de ser fijo a 13860 V, pero suele ser común que, en zonas altas de la costa, existan problemas de tensión, por las redes de distribución presentes.

Analizando la tabla 4.2, se observa que el nivel de tensión en el quinto tap es mucho menor al deseado, debido a que proporciona un valor de 12540 V, lo que conlleva a que el nivel de tensión en el secundario no sea de 480 V, necesarios para el correcto funcionamiento de la planta, sino sea de 380 inclusive llegando a los 360 V.

Tabla 4. 1. Datos de transformador existente.

DATOS TRANSFORMADOR EXISTENTE					
TAP	Tensión Primario	[%]	Tensión Secundario	Relación de Transformación	N.º de vueltas
1	13860	2,4	480	50,0	751
2	13530	2,43902439		48,8	733
3	13200	2,5		47,6	715
4	12870	2,6		46,4	697
5	12540	-		45,2	679

Otro aspecto importante en este análisis es el número de vueltas con la que se obtiene el valor de tensión en cada tap, como se puede visualizar en la tabla 4.2, el número de vueltas en el tap 1, para la tensión 13860 V es de 751 vueltas, terminando en 679 vueltas en el tap 5.

Solución:

Para solucionar este problema se aumenta el número de Taps a 7, escogiendo el TAP 3 como inicio, en la tabla 4.3 se puede visualizar que el tap 1 se inicia desde la tensión de 13200 V, bajando a 2,5%, con este cambio se puede lograr que las maquinarias trabajen sin problema en la posición 5, con valores de tensión entre 470 a 480 V, con esto se tiene 2 brechas de cambio para abajo y 4 para arriba.

El voltaje de tensión catastro varía entre 420 a 485 V, con el cambio descrito se nota que el voltaje no varía tan drásticamente como sucedía con 5 taps, en donde podía bajar hasta los 360 V.

Indicar que el número de vueltas en el Tap 1 para este caso será de 715, ya que como se mencionó se inició del tap 3.

Tabla 4. 2. Datos de transformador proyectado del 2,5%

DATOS TRANSFORMADOR PROYECTADO - 2,5%					
TAP	Tensión Primario	[%]	Tensión Secundario	Relación de Transformación	N.º de vueltas
1	13200		480	47,6	715
2	12870	2,5		46,4	697
3	12548	2,5		45,3	680
4	12235	2,5		44,1	663

5	11929	2,5	43,0	646
6	11630	2,5	42,0	630
7	11340	2,5	40,9	614

Un aspecto que debe ser considerado es que no se puede elevar más el número de taps, porque podría disparar el nivel tensión máximo de 480 V.



Figura 4. 14. Posicionamiento del tap de 7 posiciones en el transformador trifásico de 0,8 MVA

En la figura 4.15 se puede observar, como se quitan las espiras una a una, hasta llegar a la espira 614, que corresponde a la que nos ofrece 11340 V, para luego ir aumentando y obteniendo el voltaje y número de espiras para cada uno de los taps, hasta llegar a las 715 espiras que corresponde a los 13200 V.



Figura 4. 15. Rebobinado del transformador trifásico.

La figura 4.16 muestra el Tap utilizado en el cambio de 5 a 7 taps, el cual ayudo a obtener la tensión requerida por las maquinarias,



Figura 4. 16. Intercambiador de Tap reemplazado.

4.4.2. Rebobinado de un transformador trifásico en baja tensión

Problema:

Una de las bobinas del transformador trifásico presenta evidencia de temperatura elevada y por ende quemadura entre espiras.

Análisis:

Existe un cortocircuito entre espira y espira, lo que provocó que se quemara el bobinado.

Solución:

Se realiza el Rebobinado de un transformador tipo seco de 100 kVA con una tensión de operación de 440/220 V.

Lo primero que se realizó fue el desmontaje del transformador seco, como se muestra en la figura 4.17, para poder ser transportado al taller, luego de ello se procede a quitar la carcasa para poder verificar de una mejor manera el daño o avería presente en el equipo.



Figura 4. 17. Desmontaje de transformador seco a reparar.

El siguiente paso es identificar la bobina quemada y verificar que las restantes se encuentren en correcto estado, para lo cual se realiza una inspección

visual y pruebas de continuidad para la identificación de bobinas y espiras dañadas entre sí, como se observa en la figura 4.18.



Figura 4.18. Inspección visual del bobinado averiado.

Se quita el bobinado de la columna central del núcleo, para ello se aflojan los pernos pasantes que unen la parte superior de las chapas del núcleo central, como se indican en la figura 4.19, luego se desmonta este conjunto de chapas para poder determinar las bobinas dañadas.



Figura 4. 19. Pernos pasantes que sujetan la parte superior de las chapas del núcleo.

Una vez desmontada la bobina dañada, se procede a medir el núcleo interno o el diámetro del carrete, con ello se puede dimensionar y poner a medida en la máquina rebobinadora la bobina dañada, para poder desenrollar el alambre quemado, considerando en contabilizar las espiras que esta posee.

Se retiran las espiras quemadas, con la ayuda de la maquina rebobinadora, para rebobinar nuevamente, este proceso se puede observar en la figura 4.20.



Figura 4.20. Desenrollo del alambre de la bobina quemada.

Al quitar todo el alambre del bobinado averiado, se procede a calibrar el alambre y a ser pesado, para su pronta adquisición y reconstrucción de un bobinado similar, esto asegura que al poseer el mismo calibre de alambre y el mismo número de espiras no presente un desbalance de la corriente que va a pasar por el devanado.

Determinadas el número de espiras del devanado, se procede a aislar el mismo, ya sea con algún tipo de papel aislante de celulosa, luego de recubrirlo, se precede a pasar un aislante líquido en este caso un barniz dieléctrico, como se ilustra en la figura 4.21.



Figura 4.21. Bobinado aislado y recubierto de barniz.

Se desmonta la bobina de la maquina rebobinadora y se coloca sobre las chapas del núcleo en cual estaba montado en un principio, como se muestra en la figura 4.22.

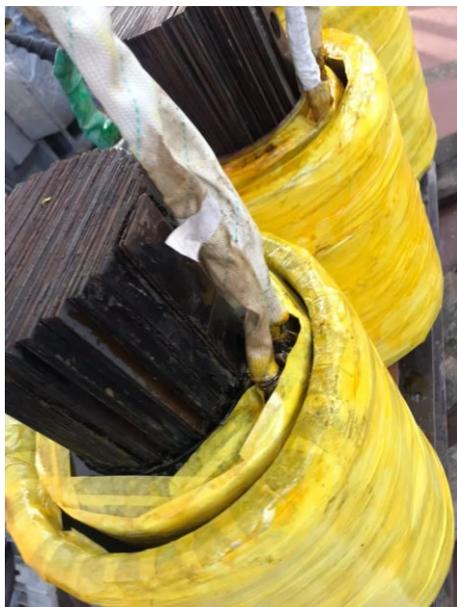


Figura 4.22. Montaje del bobinado en el núcleo.

Se arma nuevamente el núcleo, colocando de forma correcta las chapas, se ajustan todos los pernos que ayudan a sujeción de las chapas, una vez realizado este proceso como se muestra en la figura 4.23. Se vuelven a realizar las conexiones del

bobinado a los bornes del devanado primario y secundario. Además, se realizan las pruebas correspondientes para comprobar que se obtienen las tensiones requeridas con el rebobinado realizado.



Figura 4.23. Bobinas montadas en el núcleo, listo para realizar pruebas.

Al término del proceso de rebobinado, se procede a realizar pruebas de aislamiento entre devanados para descartar posibles cortocircuitos entre las bobinas, comprobado que no se tenga un posible cortocircuito entre espiras, se energiza el transformador y se mide la tensión del devanado secundario como se muestra en la figura 4.24, para verificar su correcto funcionamiento, al medir la tensión del devanado secundario se recomienda medir la temperatura de los bobinados para descartar el sobrecalentamiento del equipo.



Figura 4.24. Prueba de aislamiento de bobinados.

CAPITULO 5

CÁLCULO DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS EN BAJA Y MEDIA TENSIÓN DE PEQUEÑA Y MEDIANA POTENCIA

5.1. Cálculo de transformadores y autotransformadores en baja tensión.

5.1.1. Cálculo de transformadores monofásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión.

5.1.1.1. Datos necesarios para el cálculo.

Los datos iniciales para realizar el diseño son los siguientes:

V_p = Tensión primaria en [V]

V_s = Tensión secundaria en [V].

f = Frecuencia de la red en [Hz].

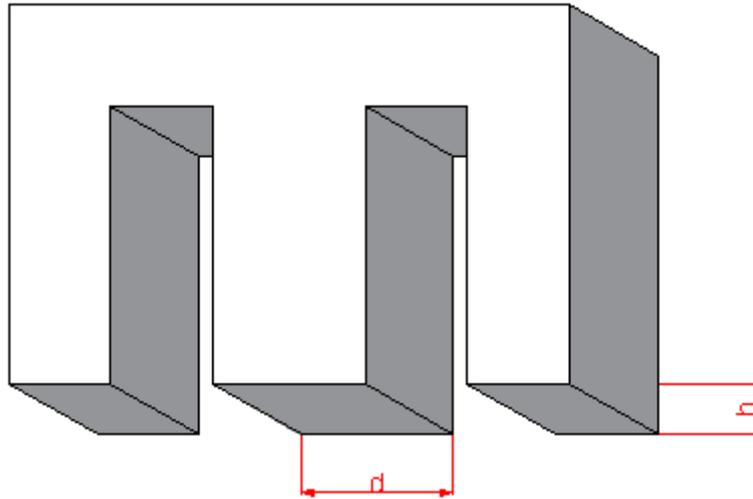
P = Potencia útil para el diseño en [VA].

5.1.1.2. Cálculo de sección del núcleo.

Para un cálculo práctico se establece la siguiente fórmula:

$$S = 1.1 \times \sqrt{P} \quad [cm^2] \quad (5.1)$$

La sección real del transformador se presenta en la figura 5.1:



*Figura 5. 1. Sección real del empilado de chapa magnética del transformador.
Modificado: Autor*

Conocido el valor de la sección del núcleo, se puede escoger la chapa adecuada para el diseño, por lo general se aproxima el valor de sección que nos resulte a la chapa que se disponga en las tablas 5.1 y 5.2.

En la tabla 5.1 se indican los valores comerciales de chapas magnéticas tipo E/I para transformadores y autotransformadores monofásicos.

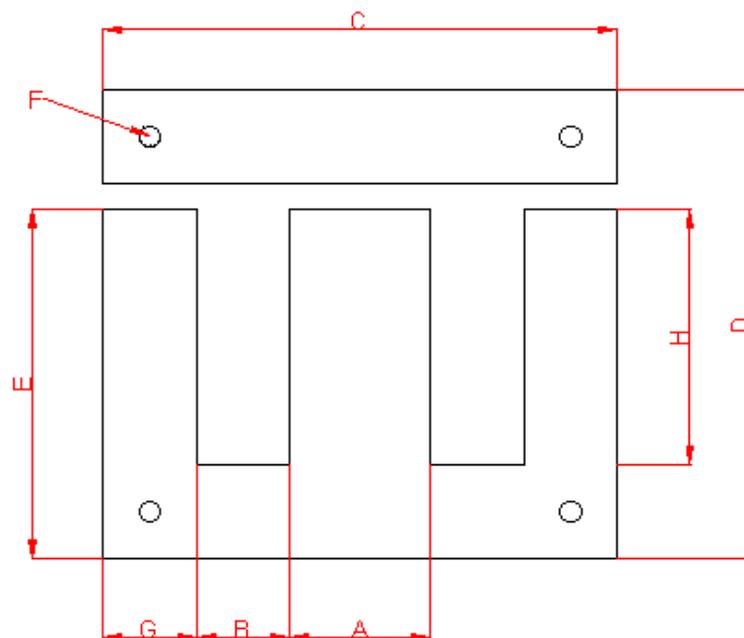


Figura 5. 2. Acotado de medidas de chapa magnética tipo E/I

Tabla 5. 1. Dimensiones de chapa magnética normalizada en E/I, expresada en mm [41]

A	B	C	D	E	F	G	H
20	10	60	50	40	4	10	30
22	11	61	55	44	4	11	33
25	12,5	75	62,5	50	5	12,5	37,5
28	14	84	70	56	6	14	42
32	16	96	80	64	6	16	48
36	18	108	90	72	6	18	54
38	19	114	95	76	5,5	19	57
40	20	120	100	80	7	20	60
42	21	126	105	82	6	21	63
50	25	150	125	100	8	25	75
60	30	180	150	120	9	30	90
64	32	192	160	128	9	32	96
70	186	220	190	150	11	40	150
80	220	250	215	170	11,5	45	170
80	200	240	200	160	11	40	160
90	225	270	225	180	11	45	180
100	200	300	250	200	9	50	200

También existen las chapas magnéticas tipo U/I, las cuales se utilizan usualmente en transformadores monofásicos para potencias mayores a 500 VA.

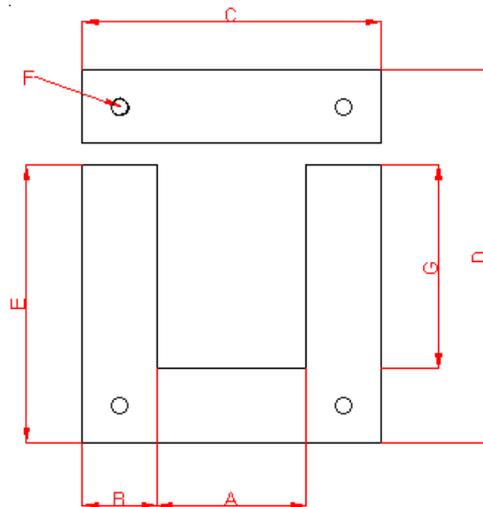


Figura 5. 3. Cotas de medidas de chapa magnética tipo U/I

Tabla 5. 2. Dimensiones de chapa magnética normalizada en U/I, expresada en mm [41]

A	B	C	D	E	F	G
40	40	120	180	140	11	100
40	40	120	200	140	11	100
50	50	150	250	200	9	150
60	60	180	300	240	13	180
70	70	210	350	280	13	210
80	80	240	400	320	15	240

5.1.1.3.Cálculo del número de espiras por voltio.

Para un cálculo practico y considerando el hierro-silicio como principal en la fabricación de las láminas que conforman los núcleos se empleara un valor de $B_{max} = 10000$ [Gauss] correspondiente para transformadores de baja tensión y $B_{max} = 16000$ [Gauss] para transformadores de media tensión.

$$\frac{E}{V} = \frac{B_{max}}{4.44 \times S \times f} \left[\frac{\text{Espiras}}{V} \right] \quad (5. 2)$$

5.1.1.4.Cálculo de tensión secundaria para diseño

Se realiza un incremento del secundario del 5%.

$$V_{\%} = \frac{V_s}{100} \times 5 \quad [V] \quad (5. 3)$$

$$V_s = V_s + V_{\%} \quad [V] \quad (5. 4)$$

5.1.1.5.Cálculo del número de espiras del devanado primario.

El número de espiras del bobinado primario es igual al producto de la tensión del primario con el número de espiras por voltio.

$$N_p = V_p \times \frac{E}{V} \quad [\text{Espiras}] \quad (5. 5)$$

5.1.1.6.Cálculo del número de espiras del devanado secundario.

El número de espiras del bobinado primario es igual al producto de la tensión del primario con el número de espiras por voltio.

$$N_s = V_s \times \frac{E}{V} \quad [\text{Espiras}] \quad (5.6)$$

5.1.1.7.Cálculo de la intensidad del devanado primario.

La intensidad que va a circular por el devanado primario se calcula entre la potencia útil del transformador y la tensión primaria aplicada.

$$I_p = \frac{P}{V_p} \quad [A] \quad (5.7)$$

5.1.1.8.Cálculo de la intensidad del devanado secundario.

La intensidad que va a circular por el devanado secundario se calcula entre la potencia útil del transformador y la tensión secundaria aplicada.

$$I_s = \frac{P}{V_s} \quad [A] \quad (5.8)$$

5.1.1.9.Cálculo de la sección y diámetro del conductor del devanado primario.

Una vez que se obtiene la corriente del devanado primario se divide este valor para la densidad de corriente J , este valor fluctuará entre 2 y 8 A/mm^2 en transformadores con refrigeración natural.

$$S_p = \frac{I_p}{J_p} \quad [mm^2] \quad (5.9)$$

$$D_p = \sqrt{\frac{\pi \times S_p}{4}} \quad [mm] \quad (5.10)$$

5.1.1.10. Cálculo de la sección y diámetro del conductor del devanado secundario.

Para calcular la sección del conductor del devanado secundario se utiliza una fórmula similar con una diferencia en la densidad de corriente, si el transformador es reductor la densidad de corriente será mayor que la del devanado primario.

$$S_s = \frac{I_s}{J_s} \quad [mm^2] \quad (5.11)$$

$$D_s = \sqrt{\frac{\pi \times S_s}{4}} \quad [mm] \quad (5.12)$$

5.1.2. Cálculo de transformadores trifásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión

5.1.2.1. Datos necesarios para el cálculo

Los datos necesarios para realizar el diseño son los siguientes:

V_p = Tensión primaria en [V]

V_s = Tensión secundaria en [V].

f = Frecuencia de la red en [Hz].

P_s = Potencia útil para el diseño en [VA].

5.1.2.2. Cálculo de sección de cada núcleo

La sección del núcleo se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$S = 0.7 \times \sqrt{P_s} \quad [cm^2] \quad (5.13)$$

Con el valor de la sección del núcleo conocida se elige el tipo de chapa magnética a emplear. Es importante seleccionar la chapa que este acorde a

nuestra necesidad, porque la misma indica el tipo de carrete y las medidas. En la tabla 5.3 se indican las medidas normalizadas para transformadores y autotransformadores trifásicos.

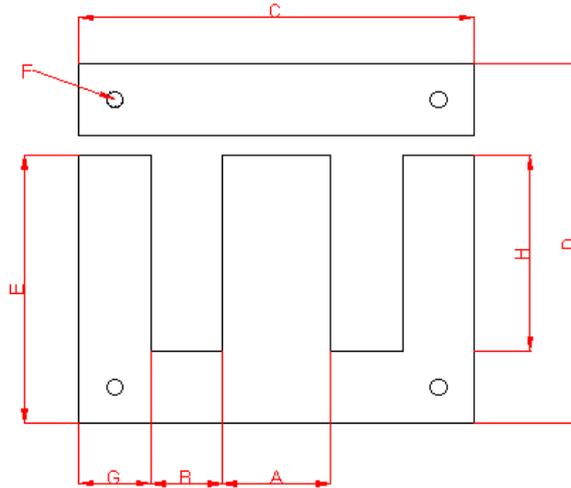


Figura 5. 4. Acotado de dimensiones ce chapa magnética tipo E/I.

Tabla 5. 3. Dimensiones de chapa magnética normalizada en E/I, expresadas en mm [41]

A	B	C	D	E	F	G	H
40	40	200	180	140	11	40	100
50	50	250	225	175	11	50	125
60	60	300	270	210	13	60	150
70	70	350	315	245	13	70	175
80	80	400	360	280	15	80	200
30	30	150	150	120	8	30	90
40	40	200	200	160	11	40	120
50	50	250	250	200	11	50	150
60	60	300	300	180	13	60	180
70	70	350	350	210	13	70	210
80	80	400	400	240	15	80	240

5.1.2.3. Cálculo del flujo magnético

$$\Phi = B_{max} \times S \quad [Maxwell] \quad (5. 14)$$

5.1.2.4. Cálculo de potencia del devanado primario

La potencia del bobinado primario se determina del cociente entre la potencia aparente (potencia del devanado secundario) y el rendimiento del transformador que para este cálculo se considerara del 90% es decir que se utilizara un $\eta = 0.9$

$$P_p = \frac{P_s}{\eta} \quad [W] \quad (5.15)$$

5.1.2.5. Cálculo de intensidad del devanado primario

Para obtener la intensidad del devanado primario se utiliza la formula clásica para un sistema trifásico.

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} \times V_p \times FP} \quad [A] \quad (5.16)$$

Indicar que el $\cos \alpha$ es el conocido factor de potencia en carga.

5.1.2.6. Cálculo de intensidad del devanado secundario

Se obtiene de igual manera que en el devanado primario con la diferencia de que la potencia que se utiliza es la del secundario.

$$I_s = \frac{P_s}{\sqrt{3} \times V_p \times FP} \quad [A] \quad (5.17)$$

5.1.2.7. Cálculo de la potencia perdida en el transformador

El valor obtenido este dado por partes por los tres devanados.

$$P_{pe} = \frac{P_p}{100} \quad [W] \quad (5.18)$$

5.1.2.8. Cálculo de la resistencia de la bobina del devanado primario

El valor de esta resistencia se obtiene mediante la siguiente formula:

$$R_p = \frac{P_{pe}}{3 \times I_p^2} \quad [\Omega] \quad (5.19)$$

5.1.2.9. Cálculo de la resistencia de la bobina del devanado secundario

Se calcula de igual manera con la consideración del valor de la intensidad correspondiente al devanado.

$$R_s = \frac{P_{pe}}{3 \times I_s^2} \quad [\Omega] \quad (5.20)$$

5.1.2.10. Cálculo de la tensión de fase primario en triangulo

Se determina restando de la tensión primaria el valor de la multiplicación entre la resistencia de la bobina del devanado primario y la intensidad del mismo devanado.

$$E_{p\Delta} = V_p - (R_p I_p) \quad [V] \quad (5.21)$$

5.1.2.11. Cálculo de la tensión de fase secundaria en estrella

Para calcular la tensión de fase secundaria en estrella primero se debe obtener la tensión del primario en estrella.

$$V_{pY} = \frac{V_s}{\sqrt{3}} \quad [V] \quad (5.22)$$

Obtenido este valor se determina la tensión secundaria en estrella:

$$E_{sY} = V_{pY} + (R_s \times I_s) \quad [V] \quad (5.23)$$

5.1.2.12. Cálculo del número de espiras del devanado primario

Se obtiene a partir de la multiplicación entre la tensión de fase primario en triangulo por 10^8 , dividido para la constante 2,22 por el valor de inducción magnética, expresada en Gauss y por la frecuencia.

$$N_p = \frac{E_{p\Delta} \times 10^8}{2.22 \times \Phi \times f} \quad [\text{Espiras}] \quad (5.24)$$

5.1.2.13. Cálculo del número de espiras del devanado secundario

$$N_s = \frac{N_p \times E_{sY}}{E_{p\Delta}} \quad [\text{Espiras}] \quad (5.25)$$

5.1.2.14. Cálculo de la sección del conductor y diámetro del devanado primario

El cálculo de la sección del conductor se puede realizar de diversas maneras, pero por ser una forma práctica y confiable en sus resultados se emplea el cálculo en función de la corriente que recorre el devanado correspondiente (primario o secundario) y la densidad de corriente, este último fluctuará entre 2 y 6.8 A/mm² en transformadores con refrigeración natural

$$S_p = \frac{I_p}{J_p} \quad [mm^2] \quad (5.26)$$

$$D_p = \sqrt{\frac{S_p}{0.785}} \quad [mm] \quad (5.27)$$

5.1.2.15. Cálculo de la sección del conductor y diámetro del devanado secundario

Para obtener la sección del hilo del devanado secundario se utiliza una fórmula similar con una diferencia en la densidad de corriente, lo mismo ocurre en el diámetro del devanado secundario.

$$S_s = \frac{I_s}{J_s} \quad [mm^2] \quad (5.28)$$

$$D_s = \sqrt{\frac{S_s}{0.785}} \quad [mm] \quad (5.29)$$

5.1.3. Cálculo de autotransformadores monofásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión.

5.1.3.1. Datos necesarios para el cálculo

V_p = Tensión primaria en [V]

V_s = Tensión secundaria en [V].

P = Potencia del autotransformador en [VA].

5.1.3.2. Cálculo de tensión secundaria para diseño.

Se realiza un incremento de las espiras del secundario para evitar las variaciones (perdidas) en la tensión secundaria cuando se conecta una carga nominal. En porcentaje suele estar comprendido entre el 5% y el 10% de la tensión secundaria.

$$V_{\%} = \frac{V_s \times x\%}{100} \quad [V] \quad (5.30)$$

$$V_{si} = V_s + V_{\%} \quad [V] \quad (5.31)$$

5.1.3.3. Cálculo de relación de transformación

Se obtiene del cociente entre la tensión del primario sobre la del secundario, con lo cual se obtiene la relación de las tensiones.

$$R_T = \frac{V_p}{V_s} \quad (5.32)$$

5.1.3.4. Cálculo de espiras por voltio

Se refiere al número de espiras que se da por cada voltio. Se maneja un valor constante, que se designa con un valor de 54 en la fórmula:

$$\frac{E}{V} = \frac{54}{\sqrt{P}} \left[\frac{\text{Espiras}}{V} \right] \quad (5.33)$$

5.1.3.5. Cálculo de espiras totales

Mencionar que las fórmulas utilizadas dependerán si el autotransformador es de tipo reductor o elevador:

- Elevador

$$N_t = \frac{E}{V} \times V_s \quad [\text{Espiras}] \quad (5.34)$$

- Reductor

$$N_t = \frac{E}{V} \times V_p \quad [\text{Espiras}] \quad (5.35)$$

5.1.3.6. Cálculo de espiras del circuito primario

- Elevador

$$N_p = \frac{E}{V} \times V_p \quad [\text{Espiras}] \quad (5.36)$$

- Reductor

$$N_p = N_t - N_s \quad [\text{Espiras}] \quad (5.37)$$

5.1.3.7. Cálculo de espiras del circuito secundario

- Elevador

$$N_s = N_t - N_p \quad [\text{Espiras}] \quad (5.38)$$

- Reductor

$$N_s = \frac{E}{V} \times V_s \quad [\text{Espiras}] \quad (5.39)$$

5.1.3.8. Cálculo de la sección del núcleo

Para autotransformadores se utiliza una inducción magnética $B_{max} = 10000 [Gauss]$. Se puede utilizar cualquier de las dos fórmulas, ya que ambas nos dan un resultado igual o muy próximo.

- Elevador

$$S = \frac{V_p \times 10000}{2.6 \times N_p} \quad [mm^2] \quad (5.40)$$

$$S = \frac{V_s \times 10000}{2.6 \times N_t} \quad [mm^2] \quad (5.41)$$

- Reductor

$$S = \frac{V_p \times 10000}{2.6 \times N_t} \quad [mm^2] \quad (5.42)$$

$$S = \frac{V_s \times 10000}{2.6 \times N_s} \quad [mm^2] \quad (5.43)$$

Conocido el valor de la sección del núcleo, se puede escoger la chapa magnética adecuada establecida en la tabla 5.1.

5.1.3.9. Cálculo de la intensidad del circuito secundario

La intensidad que va a circular por el devanado secundario va a ser igual tanto para autotransformadores tipo elevador como reductor, es decir el cociente entre la potencia y la tensión secundaria.

- Elevador

$$I_s = \frac{P}{V_s} \quad [A] \quad (5.44)$$

- Reductor

$$I_s = \frac{P}{V_s} \quad [A] \quad (5.45)$$

5.1.3.10. Cálculo de la intensidad del circuito primario

Para obtener la intensidad que circulara por el devanado primario se debe considerar si es del tipo elevador o reductor, para el primer caso su fórmula será igual al cociente de la potencia para la tensión primaria, para el caso de ser reductor, su valor será igual al cociente de la corriente en el devanado secundario para la relación de transformación.

- Elevador

$$I_p = \frac{P}{V_p} \quad [A] \quad (5.46)$$

- Reductor

$$I_p = \frac{I_s}{R_T} \quad [A] \quad (5.47)$$

5.1.3.11. Cálculo de la intensidad de paso

La intensidad de paso se obtiene de la resta de la intensidad del primario con la del secundario en caso de que sea del tipo elevador y viceversa en el tipo reductor.

- Elevador

$$I_{ps} = I_p - I_s \quad [A] \quad (5.48)$$

- Reductor

$$I_{ps} = I_s - I_p \quad [A] \quad (5.49)$$

5.1.3.12. Cálculo del diámetro y sección del conductor del devanado primario.

Calculada la corriente del devanado secundario se divide este valor para la densidad de corriente J , este valor fluctuará entre 2 y 6 [A/mm^2].

- Elevador

$$S_p = \frac{I_{ps}}{J} \quad [mm^2] \quad (5.50)$$

- Reductor

$$S_p = \frac{I_p}{J} \quad [mm^2] \quad (5.51)$$

Para el diámetro se utiliza la siguiente formula

$$D_p = \sqrt{\frac{S_p}{0,785}} \quad [mm] \quad (5.52)$$

5.1.3.13. Cálculo del diámetro y sección del conductor del devanado secundario.

Al igual que para el devanado primario se considera una densidad de corriente en entre 2 y 6 [A/mm^2]. Se debe considerar que los hilos calculados deben entrar en el carrete plástico, dependiendo de esto se puede aumentar o disminuir la densidad de corriente.

- Elevador

$$S_s = \frac{I_s}{J} \quad [mm^2] \quad (5.53)$$

- Reductor

$$S_s = \frac{I_{ps}}{J} \quad [mm^2] \quad (5.54)$$

Para el diámetro se utiliza la siguiente formula

$$D_p = \sqrt{\frac{S_s}{0,785}} \quad [mm] \quad (5.55)$$

5.1.4. Cálculo de autotransformadores trifásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión.

5.1.4.1. Datos necesarios para el cálculo:

V_p = Tensión primaria en [V]

V_s = Tensión secundaria en [V].

P = Potencia del autotransformador en [VA].

5.1.4.2. Cálculo del incremento de la tensión secundaria.

El valor de $x\%$ dependerá de la caída de tensión, teniendo en consideración la tensión en el secundario.

$$V_{\%} = \frac{V_s \times x\%}{100} \quad [V] \quad (5.56)$$

$$V_{si} = V_s + V_{\%} \quad [V] \quad (5.57)$$

5.1.4.3. Cálculo de la relación de transformación

Para calcular la relación de transformación es necesario las tensiones tanto primaria como secundaria, ya que su cociente es el valor de la relación.

$$R_T = \frac{V_p}{V_s} \quad (5.58)$$

5.1.4.4. Cálculo de espiras por voltio

Se maneja un valor constante, que se designa con un valor de 40 en la fórmula:

$$\frac{E}{V} = \frac{40}{\sqrt{P}} \times 2.5 \quad [\text{Espiras}] \quad (5.59)$$

5.1.4.5. Cálculo de espiras totales

Para obtener el valor de las espiras totales se multiplica el valor de espiras por voltio por la tensión primaria expresada en voltios.

$$N_t = \frac{E}{V} \times V_p \quad [\text{Espiras}] \quad (5.60)$$

5.1.4.6. Cálculo de espiras del circuito secundario

A diferencia del cálculo de espiras totales, al valor resultante de espiras por voltio se le multiplica por la tensión secundaria.

$$N_s = \frac{E}{V} \times V_s \quad [\text{Espiras}] \quad (5.61)$$

5.1.4.7. Cálculo de espiras del circuito primario

Obtenidas el número de espiras totales y las del secundario, se realiza una resta de las espiras totales menos las del secundario para obtener las del circuito primario.

$$N_p = N_t - N_s \quad [\text{Espiras}] \quad (5.62)$$

5.1.4.8. Cálculo de sección del núcleo

Se presentan dos fórmulas a razón de confirmar el resultado, ya que el valor resultante de ambas debe ser igual o muy aproximado.

$$S = \frac{V_p \times 10000}{2.6 \times N_t} \quad [cm^2] \quad (5.63)$$

$$S = \frac{V_s \times 10000}{2.6 \times N_s} \quad [cm^2] \quad (5.64)$$

Conocido el valor de la sección del núcleo, se puede escoger la chapa magnética adecuada establecida en la tabla 3.

5.1.4.9. Cálculo de la intensidad del circuito secundario

Es importante conocer la corriente que circula por cada devanado sirve para obtener la superficie del conductor, en donde se considera la sección del alambre y el número de espiras. Teniendo en el secundario:

$$I_s = \frac{P}{V_s} \quad [A] \quad (5.65)$$

5.1.4.10. Cálculo de la intensidad del circuito primario

La relación en el secundario será:

$$I_p = \frac{I_s}{R_T} \quad [A] \quad (5.66)$$

5.1.4.11. Cálculo de la intensidad de paso

Es la resta entre el valor de la intensidad del devanado secundario y del valor primario.

$$I_{ps} = I_s - I_p \quad [A] \quad (5.67)$$

5.1.4.12. Cálculo del diámetro y sección del devanado primario

Para el cálculo de la sección del devanado se considera como en todos los cálculos presentados de la densidad de corriente representado por J en la fórmula:

$$S_p = \frac{I_p}{J} \quad [mm^2] \quad (5.68)$$

Para el diámetro se utiliza la siguiente formula:

$$D_p = \sqrt{\frac{S_p}{0,785}} \quad [mm] \quad (5. 69)$$

5.1.4.13.Cálculo del diámetro y sección del devanado secundario

De igual manera se considera la densidad de corriente, pero con la diferencia que se toma el valor de la intensidad de paso para obtener la sección del secundario.

$$S_s = \frac{I_{ps}}{J} \quad [mm^2] \quad (5. 70)$$

Para el diámetro se utiliza la siguiente formula

$$D_p = \sqrt{\frac{S_s}{0,785}} \quad [mm] \quad (5. 71)$$

5.2. Cálculo de transformadores en media tensión.

5.2.1. Cálculo de transformadores monofásicos de pequeña potencia en media tensión.

5.2.1.1.Datos necesarios para el calculo

V_p = Tensión primaria [V]

V_s = Tensión secundaria [V]

P = Potencia [VA]

5.2.1.2. Cálculo de la tensión en el primario.

El porcentaje está comprendido entre 2.5% y el 5%.

$$V_{\%} = \frac{V_p \times x\%}{100} \quad [V] \quad (5. 72)$$

$$V_{pd} = V_p + V_{\%} \quad [V] \quad (5. 73)$$

5.2.1.3. Cálculo de la intensidad en el devanado primario

La intensidad que va a circular por el devanado primario se calcula entre la potencia útil del transformador y la tensión primaria aplicada.

$$I_p = \frac{P}{V_p} \quad [A] \quad (5.74)$$

5.2.1.4. Cálculo de la intensidad en el devanado secundario

De igual forma la intensidad que va a circular por el devanado secundario se calcula entre la potencia útil del transformador y la tensión en el secundario.

$$I_s = \frac{P}{V_s} \quad [A] \quad (5.75)$$

5.2.1.5. Cálculo de la sección del devanado primario

Calculada la corriente del devanado primario se divide este valor para la densidad de corriente J , este valor fluctuará entre 3 y 4.

$$S_p = \frac{I_p}{J} \quad [mm^2] \quad (5.76)$$

5.2.1.6. Cálculo del número de espiras del devanado primario

El valor de la inducción magnética para estos niveles de tensión se manejará según el fabricante, considerando el factor w/kg ya que de esto dependen las pérdidas en vacío y el cumplimiento según la norma INEN 2114.

$$N_p = \frac{V_s \times 10^8}{4.44 \times B_{max} \times f \times Seccion \times 2} \quad [Espiras] \quad (5.77)$$

5.2.1.7. Cálculo de la sección transversal del núcleo

$$\emptyset = \frac{V_s}{\sqrt{2} \times \pi \times f \times N_p \times 1} \quad (5.78)$$

Indicar que para este cálculo el B_{max} estará expresado en:

$$B_{max} = 16000 \text{ Gauss} = 1.6 \frac{\text{wb}}{\text{m}^2} \text{ Tesla}$$

→ B_{max} para transformadores de media tension

$$B_{max} = 10000 \text{ Gauss} = 1 \frac{\text{wb}}{\text{m}^2} \text{ Tesla}$$

→ B_{max} para transformadores de baja tension

Con este dato, tenemos que el área será igual a:

$$\text{Área} = \frac{\phi}{B_{max}} [\text{cm}^2] \quad (5.79)$$

La fórmula indicada anteriormente esta expresada en m^2 por lo que se debe realizar su respectiva relación para pasarlo a cm^2 .

5.2.2. Cálculo de transformadores trifásicos de pequeña potencia en media tensión.

Los cálculos se realizan considerando que un transformador trifásico este compuesto por tres monofásicos, es decir que se calcula por unidad.

5.2.2.1. Datos necesarios para el calculo

V_p = Tensión primaria [V]

V_s = Tensión secundaria [V]

F = Frecuencia [Hz]

P = Potencia [VA]

5.2.2.2. Cálculo de la intensidad en el devanado primario

La intensidad que va a circular por el devanado primario se calcula entre la potencia útil del transformador y la tensión primaria aplicada.

$$I_p = \frac{P}{V_p} \quad [A] \quad (5.80)$$

5.2.2.3. Cálculo de la intensidad en el devanado secundario

La intensidad se calculará entre la potencia útil del transformador y la tensión en el secundario.

$$I_s = \frac{P}{V_s} \quad [A] \quad (5.81)$$

5.1.1.1. Cálculo del número de espiras del devanado primario

Se puede determinar el número inicial de espiras, considerando la relación $V_t = \text{Volts/vuelta}$, con lo que se tiene:

$$V_t = 1.1 \times \sqrt{\frac{V_{p1\phi}}{(Z/5)^{1/2}}} \quad (5.82)$$

En donde Z es la impedancia que depende del número de fases y la tensión, el cual varía de 2 a 3% en transformadores monofásicos de hasta 13,2 kV y de 2 a 3,5% en transformadores trifásicos de hasta 33 kV.

Con este valor, se puede determinar el número de espiras del devanado primario:

$$N_p = \frac{V_p}{V_t} \quad [\text{Espiras}] \quad (5.83)$$

5.1.1.2. Cálculo del número de espiras del devanado secundario

Considerando la relación V_t , tenemos:

$$N_s = \frac{V_s}{V_t} \quad [\text{Espiras}] \quad (5.84)$$

5.2.2.4. Cálculo de la sección del devanado primario

Calculada la corriente del devanado primario se divide este valor para la densidad de corriente J , este valor fluctúa entre 2,5 a 3,5 A/mm^2 en caso de ser un transformador sumergido en aceite, y 1,5 a 2,5 A/mm^2 si el transformador es del tipo seco.

$$S_p = \frac{I_p}{J} \quad [mm^2] \quad (5.85)$$

5.1.1.3. Cálculo de la sección del devanado secundario

Se toma en cuenta los mismos parámetros que en el cálculo de la sección del primario.

$$S_s = \frac{I_s}{J} \quad [mm^2] \quad (5.86)$$

5.1.1.4. Cálculo de la sección transversal del núcleo.

$$\emptyset = \frac{V_s \times 10^8}{4.44 \times B_{max} \times f \times N_s} \quad [cm^2] \quad (5.87)$$

5.3. Ejemplos de cálculo

5.3.1. Transformadores monofásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión.

Después del rebobinado de un transformador monofásico 480/240 V se solicita añadir una salida de 110 V, para esto, se calculan las variables para el diseño:

$$V_p = 480 \text{ V}$$

$$V_{s1} = 240 \text{ V}$$

$$V_{s2} = 110 \text{ V}$$

$$f = 60 \text{ Hz}$$

$$P = 7500 \text{ VA}$$

5.3.1.1. Cálculo de sección del núcleo.

Para realizar el cálculo de sección del núcleo se establece una fórmula práctica:

$$S = 1.1x \sqrt{P}$$

$$S = 1.1 x \sqrt{7500}$$

$$S = 95,26 \text{ cm}^2$$

5.3.1.2. Cálculo del número de espiras por voltio.

Para el caso de transformadores monofásicos se considera un valor de la inducción magnética de 10000 [Gauss], que es el considerado para transformadores con un núcleo de hierro-silicio de baja tensión.

$$\frac{E}{V} = \frac{B_{max}}{4.44 x S x f}$$

De esta forma se tiene:

$$\frac{E}{V} = \frac{10000}{4.44 x 95,26 x 60}$$

$$\frac{E}{V} = 0,394 \frac{\text{Espiras}}{V}$$

5.3.1.3. Cálculo de tensión del secundario para el diseño

El incremento de la tensión en el secundario será del 5%.

$$V_{\%} = \frac{240 x 5}{100} = 12 \text{ V}$$

$$V_s = 240 + 12 = 252 \text{ V} \rightarrow \text{para tensión de } 240 \text{ V}$$

$$V_{\%} = \frac{110 \times 5}{100} = 5,5 V$$

$$V_s = 110 + 5,5 = 115,5 V \rightarrow \text{para tensión de } 110 V$$

5.3.1.4. Cálculo del número de espiras del devanado primario.

Teniendo el valor del número de espiras por voltio, se determina el número de las espiras para el devanado primario.

$$N_p = V_p \times \frac{E}{V}$$

$$N_p = 480 \times 0,394$$

$$N_p = 189,12 \approx 189 \text{ Espiras}$$

5.3.1.5. Cálculo del número de espiras del devanado secundario.

El número de espiras del bobinado primario es igual al producto de la tensión del primario con el número de espiras por voltio.

$$N_s = V_{s1,2} \times \frac{E}{V}$$

$$N_s = 252 \times 0,394$$

$$N_s = 99,3 \approx 99 \text{ Espiras} \rightarrow \text{para salida de } 240 V$$

$$N_s = 45,5 \approx 46 \text{ Espiras} \rightarrow \text{para salida de } 110 V$$

5.3.1.6. Cálculo de la intensidad del devanado primario.

Se determina la intensidad del devanado primario

$$I_p = \frac{P}{V_p}$$

$$I_p = \frac{7500}{480}$$

$$I_p = 15,62 A$$

5.3.1.7. Cálculo de la intensidad del devanado secundario.

De igual forma se determina el valor de la intensidad del devanado secundario

$$I_s = \frac{P}{V_{s1,2}}$$

$$I_s = \frac{7500}{252}$$

$$I_{s1} = 29,76 A \rightarrow \text{salida de } 240 V$$

$$I_{s2} = 64,9 A \rightarrow \text{salida de } 110 V$$

5.3.1.8. Cálculo de la sección y diámetro del conductor del devanado primario.

Conocido los parámetros de la intensidad del devanado primario y si se considera la densidad de corriente de $8 A/mm^2$ la sección del conductor para el primario será:

$$S_p = \frac{I_p}{J_p}$$

$$S_p = \frac{15,62}{8}$$

$$S_p = 1,95 mm^2$$

Con el valor de sección del conductor del devanado primario conocido, se calcula el diámetro del conductor a utilizar.

$$D_p = \sqrt{\frac{\pi \times S_p}{4}}$$

$$D_p = \sqrt{\frac{\pi \times 1,95}{4}}$$

$$D_p = 1,23 \text{ mm}$$

5.3.1.9. Cálculo de la sección y diámetro del conductor del devanado secundario.

De igual manera, obtenido el valor de la intensidad en el secundario y con el mismo valor de densidad de corriente se tiene:

$$S_p = \frac{I_{s1,2}}{J_s}$$

$$S_s = \frac{29,76}{8}$$

$$S_{s1} = 3,72 \text{ mm}^2 \rightarrow \text{salida de 240 V}$$

$$S_{s2} = 8,12 \text{ mm}^2 \rightarrow \text{salida de 110 V}$$

Con esto, se determina el diámetro del hilo del devanado.

$$D_s = \sqrt{\frac{\pi \times S_s}{4}}$$

$$D_s = \sqrt{\frac{\pi \times 3,72}{4}}$$

$$D_s = 1,70 \text{ mm} \rightarrow \text{para salida de 240 V}$$

$$D_s = 2,52 \text{ mm} \rightarrow \text{para salida de 110 V}$$

En la tabla 5.4 se realiza el cálculo para transformadores monofásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión para las potencias más comerciales en el medio local, con valores de tensión de 480/240 respectivamente:

Tabla 5. 4. Cálculo de variables de construcción para transformadores monofásicos en baja tensión.

CALCULO DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS EN BAJA TENSION												
1. Datos iniciales requeridos												
Tension Primaria=	480 [V]	Frecuencia=	60 [Hz]									
Tension Secundaria=	240 [V]	Induccion magnetica=	10000 [Gauss]									
Densidad de corriente=	8 [A/mm2]											
2. Calculo de variables de construccion												
Potencia aparente [VA]	Ts [V]	E/s [Espiras/]	Np [Espiras]	Ns [Espiras]	Sn [cm2]	Ip [A]	Is [A]	Sp [mm2]	Ss [mm2]	Dp [mm]	Ds [mm]	
500	252	1,53	732,5	384,6	24,6	1,04	2,0	0,13	0,25	0,32	0,44	
1000	252	1,08	518,0	271,9	34,8	2,08	4,0	0,26	0,50	0,45	0,62	
2500	252	0,68	327,6	172,0	55	5,21	9,9	0,65	1,24	0,71	0,99	
5000	252	0,48	231,6	121,6	77,8	10,42	19,8	1,30	2,48	1,01	1,40	
7500	252	0,39	189,1	99,3	95,3	15,63	29,8	1,95	3,72	1,24	1,71	
10000	252	0,34	163,8	86,0	110	20,83	39,7	2,60	4,96	1,43	1,97	
15000	252	0,28	133,7	70,2	134,7	31,25	59,5	3,91	7,44	1,75	2,42	
20000	252	0,24	115,8	60,8	155,6	41,67	79,4	5,21	9,92	2,02	2,79	
25000	252	0,22	103,6	54,4	173,9	52,08	99,2	6,51	12,40	2,26	3,12	
30000	252	0,20	94,6	49,6	190,5	62,50	119,0	7,81	14,88	2,48	3,42	
37500	252	0,18	84,6	44,4	213	78,13	148,8	9,77	18,60	2,77	3,82	
50000	252	0,15	73,3	38,5	246	104,17	198,4	13,02	24,80	3,20	4,41	
75000	252	0,12	59,8	31,4	301,2	156,25	297,6	19,53	37,20	3,92	5,40	

La nomenclatura utilizada en la tabla 5.4 es la siguiente:

Tabla 5. 5. Nomenclatura utilizada en cálculos de transformadores monofásicos en baja tensión.

NOMENCLATURA	
Tension Secundaria para el Cálculo	Ts
Espiras/Voltios	E/s
Número de Espiras del Devanado Primario	Np
Número de Espiras del Devanado Secundario	Ns
Sección del Núcleo	Sn
Intensidad del Devanado Primario	Ip
Intensidad del Devanado Secundario	Is
Sección del Hilo de Devanado Primario	Sp
Sección del Hilo de Devanado Secundario	Ss
Díametro del Hilo de Devanado Primario	Dp
Díametro del Hilo de Devanado Secundario	Ds

5.3.2. Transformadores trifásicos de pequeña o mediana potencia en baja tensión.

Cálculo de variables para la construcción de un transformador trifásico en conexión delta-estrella que presenta los siguientes datos:

$$V_p = 220 \text{ V}$$

$$V_s = 380 \text{ V}$$

$$f = 60 \text{ Hz.}$$

$$P_s = 2500 \text{ VA}$$

5.3.2.1. Cálculo de sección de cada núcleo

La sección del núcleo se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$S = 0.7 \times \sqrt{P_s}$$

$$S = 0.7 \times \sqrt{2500}$$

$$S = 35 \text{ cm}^2$$

5.3.2.2. Cálculo del flujo magnético

Para determinar el flujo magnético se considera una inducción magnética $B_{max} = 10000$ [Gauss].

$$\Phi = B_{max} \times S$$

$$\Phi = 100000 \times 35$$

$$\Phi = 350000 \text{ Maxwell}$$

5.3.2.3. Cálculo de potencia del devanado primario

Para calcular la potencia del devanado primario se considerará un rendimiento del 90%, es decir $\eta = 0,9$.

$$P_p = \frac{P_s}{\eta}$$

$$P_p = \frac{2500}{0,9}$$

$$P_p = 2777,8 \text{ W}$$

5.3.2.4. Cálculo de intensidad del devanado primario

El FP es el conocido factor de potencia en carga que para este ejemplo será de 0,85.

$$I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} \times V_p \times FP}$$

$$I_p = \frac{2777,8}{\sqrt{3} \times 220 \times 0,85}$$

$$I_p = 8,57 \text{ A}$$

5.3.2.5. Cálculo de intensidad del devanado secundario

Se obtiene de igual manera que en el devanado primario con la diferencia de que la potencia y tensión es la utilizada en el secundario para el cálculo.

$$I_s = \frac{P_s}{\sqrt{3} \times V_s \times FP}$$

$$I_s = \frac{2500}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,85}$$

$$I_s = 4,46 \text{ A}$$

5.3.2.6. Cálculo de la potencia perdida en el transformador

El valor obtenido este dado por partes por los tres devanados.

$$P_{pe} = \frac{P_p}{100}$$

$$P_{pe} = \frac{2777,8}{100}$$

$$P_{pe} = 27,78 \text{ W}$$

5.3.2.7. Cálculo de la resistencia de la bobina del devanado primario

La resistencia al devanado primario será:

$$R_p = \frac{P_{pe}}{3 \times I_p^2}$$

$$R_p = \frac{27,78}{3 \times 8,57^2}$$

$$R_p = 0,12 \ \Omega$$

5.3.2.8. Cálculo de la resistencia de la bobina del devanado secundario

Se obtiene de igual manera con la consideración del valor de la intensidad correspondiente al devanado.

$$R_s = \frac{P_{pe}}{3 \times I_s^2}$$

$$R_s = \frac{27,78}{3 \times 4,46^2}$$

$$R_s = 0,46 \Omega$$

5.3.2.9. Cálculo de la tensión de fase primario en triángulo

Al estar conectado en conexión estrella- triángulo se debe determinar la tensión del primario en triángulo para el diseño del transformador.

$$E_{p\Delta} = V_p - (R_p \times I_p)$$

$$E_{p\Delta} = 220 - (0,12 \times 8,57)$$

$$E_{p\Delta} = 218,92 V$$

5.3.2.10. Cálculo de la tensión de fase secundaria en estrella

Para determinar la tensión de fase del secundario en estrella primero se debe obtener la tensión del primario en estrella.

$$V_{pY} = \frac{V_s}{\sqrt{3}}$$

$$V_{pY} = \frac{380}{\sqrt{3}}$$

$$V_{pY} = 219,39 V$$

Obtenido este valor se determina la tensión secundaria en estrella:

$$E_{sY} = V_{pY} + (R_s \times I_s)$$

$$E_{sY} = 219,39 + (0,46 \times 4,46)$$

$$E_{sY} = 221,47 \text{ V}$$

5.3.2.11. Cálculo del número de espiras del devanado primario

El número de espiras en el devanado primario será:

$$N_p = \frac{E_{p\Delta} \times 10^8}{2.22 \times \Phi \times f}$$

$$N_p = \frac{218,92 \times 10^8}{2.22 \times 350000 \times 60}$$

$$N_p = 469,58 \approx 470 \text{ Espiras}$$

El número de vueltas determinara la relación de transformación en el transformador a diseñar.

5.3.2.12. Cálculo del número de espiras del devanado secundario

Obtenemos el número de espiras del secundario:

$$N_s = \frac{N_p \times E_{sY}}{E_{p\Delta}}$$

$$N_s = \frac{469,58 \times 221,47}{218,92}$$

$$N_s = 475,04 \approx 475 \text{ Espiras}$$

5.3.2.13. Cálculo de la sección del conductor y diámetro del devanado primario

Para el cálculo de la sección del hilo, indicar que se toma un valor de densidad de corriente de 4 A/mm^2 para ambos casos tanto para el devanado primario como en el secundario. Para este paso, es necesario haber determinado la sección del núcleo y seleccionado el tipo de chapa correspondiente.

$$S_p = \frac{I_p}{J_p}$$

$$S_p = \frac{8,57}{4}$$

$$S_p = 2,14 \text{ mm}^2$$

Una vez determinada la sección del hilo, se calcula el diámetro del devanado:

$$D_p = \sqrt{\frac{S_p}{0,785}}$$

$$D_p = \sqrt{\frac{2,14}{0,785}}$$

$$D_p = 1,65 \text{ mm}$$

5.3.2.14. Cálculo de la sección del conductor y diámetro del devanado secundario

Como se indicó la densidad de corriente será de igual forma de 4 A/mm^2

$$S_s = \frac{I_s}{J_s}$$

$$S_s = \frac{4,46}{4}$$

$$S_s = 1,12 \text{ mm}^2$$

Conocido el valor de la sección del hilo del secundario, se determina el diámetro del devanado.

$$D_s = \sqrt{\frac{S_s}{0,785}}$$

$$D_s = \sqrt{\frac{1,12}{0,785}}$$

$$D_s = 1,19 \text{ mm}$$

En la tabla 5.6 se realiza el cálculo para transformadores trifásicos en baja tensión para las potencias más comerciales en el medio local, con una tensión en el primario de 220 y en el secundario de 380 V.

Tabla 5. 6. Cálculo de variables de construcción para transformadores trifásicos en baja tensión

CALCULO DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS EN BAJA TENSION																	
Primario:			Delta			Secundario:			Estrella								
1. Datos iniciales requeridos																	
Tension Primaria=	220 [V]					Frecuencia=	60 [Hz]										
Tension Secundaria=	380 [V]					Induccion magnetica=	10000 [Gauss]										
Densidad de corriente=	4 [A/mm2]					Factor de potencia en Carga=	0,85										
Eficiencia=	90 %																
2. Calculo de variables de construccion																	
Potencia aparente	Sn	Srn	Fm	pp	Ip	Is	Ppe	Rp	Rs	Tpt	Tse	Np	Ns	Sp	Dp	Ss	Ds
[VA]	[cm2]	[cm2]	[Maxwell]	[W]	[A]	[A]	[W]	[Ohm]	[Ohm]	[V]	[V]	[Espiras]	[Espiras]	[mm2]	[mm2]	[mm2]	[mm]
1000	22,14	23	230000	1111,1	3,43	1,79	11,1111	0,315	1,159	218,9204	221,4651	715	724	0,85762	1,04523	0,4	0,8
2500	35	35	350000	2777,8	8,58	4,47	27,7778	0,126	0,464	218,9204	221,4651	470	476	2,14405	1,65	1,1	1,2
5000	49,50	50	500000	5555,6	17,15	8,94	55,5556	0,063	0,232	218,9204	221,4651	329	333	4,2881	2,34	2,2	1,7
10000	70	70	700000	11111,1	34,30	17,87	111,111	0,031	0,116	218,9204	221,4651	235	238	8,57621	3,31	4,5	2,4
15000	85,73	86	860000	16666,7	51,46	26,81	166,667	0,021	0,077	218,9204	221,4651	191	194	12,8643	4,05	6,7	2,9
20000	98,99	99	990000	22222,2	68,61	35,75	222,222	0,016	0,058	218,9204	221,4651	166	168	17,1524	4,67	8,9	3,4
25000	110,68	111	1110000	27777,8	85,76	44,69	277,778	0,013	0,046	218,9204	221,4651	148	150	21,4405	5,23	11,2	3,8
30000	121,24	122	1220000	33333,3	102,91	53,62	333,333	0,010	0,039	218,9204	221,4651	135	137	25,7286	5,72	13,4	4,1
40000	140	140	1400000	44444,4	137,22	71,50	444,444	0,008	0,029	218,9204	221,4651	117	119	34,3048	6,61	17,9	4,8
50000	156,52	157	1570000	55555,6	171,52	89,37	555,556	0,006	0,023	218,9204	221,4651	105	107	42,881	7,39	22,3	5,3
75000	191,70	192	1920000	83333,3	257,29	134,06	833,333	0,004	0,015	218,9204	221,4651	86	87	64,3216	9,05	33,5	6,5
100000	221,36	222	2220000	111111,1	343,05	178,75	1111,11	0,003	0,012	218,9204	221,4651	74	75	85,7621	10,45	44,7	7,5
125000	247,49	248	2480000	138888,9	428,81	223,43	1388,89	0,003	0,009	218,9204	221,4651	66	67	107,203	11,69	55,9	8,4
150000	271,11	272	2720000	166666,7	514,57	268,12	1666,67	0,002	0,008	218,9204	221,4651	60	61	128,643	12,80	67,0	9,2
200000	313,05	314	3140000	222222,2	686,10	357,49	2222,22	0,002	0,006	218,9204	221,4651	52	53	171,524	14,78	89,4	10,7
225000	332,04	333	3330000	250000,0	771,86	402,18	2500	0,001	0,005	218,9204	221,4651	49	50	192,965	15,68	100,5	11,3
250000	350	350	3500000	277777,8	857,62	446,87	2777,78	0,001	0,005	218,9204	221,4651	47	48	214,405	16,53	111,7	11,9
300000	383,41	384	3840000	333333,3	1029,14	536,24	3333,33	0,001	0,004	218,9204	221,4651	43	44	257,286	18,10	134,1	13,1

La nomenclatura utilizada en la tabla 5.6 es la siguiente:

Tabla 5. 7. Nomenclatura utilizada en cálculos de transformadores trifásicos en baja tensión

NOMENCLATURA	
Sección Calculada del Núcleo	Sn
Sección Real del Núcleo	Srn
Flujo Magnetico	Fm
Potencia del Devanado Primario	Pp
Intensidad del Devanado Primario	Ip
Intensidad del Devanado Secundario	Is
Potencia Perdida en el Transformador	Ppe
Resistencia Óhmica de la bobina del bobinado primario	Rp
Resistencia Óhmica de la bobina del bobinado secundario	Rs
Tensión de fase primaria en triángulo	Tpt
Tensión de fase secundaria en estrella	Tse
Número de espiras del bobinado primario	Np
Número de espiras del bobinado secundario	Ns
Sección del hilo del bobinado primario	Sp
Diámetro del devanado primario	Dp
Sección del hilo del bobinado secundario	Ss
Diámetro del devanado secundario	Ds

5.3.3. Autotransformador monofásico tipo reductor de pequeña o mediana potencia en baja tensión.

A partir de un transformador monofásico, se desea diseñar un autotransformador tipo reductor para lo cual se calculan las variables de diseño, considerando que se va a utilizar el mismo núcleo de $105\text{mm} \times 82\text{mm} = 8610\text{mm}^2$ además que presenta los siguientes datos:

$$V_p = 480 \text{ V.}$$

$$V_s = 240 \text{ V.}$$

$$P = 15000 \text{ VA}$$

5.3.3.1. Cálculo de tensión secundaria para diseño.

Se realiza un incremento de las espiras del secundario para evitar las variaciones (pérdidas) en la tensión secundaria cuando se conecta una carga

nominal. En porcentaje suele estar comprendido entre el 5% y el 10% de la tensión secundaria. Para este ejemplo, se tomará un porcentaje del 5%.

$$V_{\%} = \frac{V_s \times x\%}{100}$$

$$V_{\%} = \frac{240 \times 5}{100}$$

$$V_{\%} = 12 \text{ V}$$

Con esto, se tiene:

$$V_{sd} = V_s + V_{\%}$$

$$V_{sd} = 240 + 12$$

$$V_{sd} = 252 \text{ V}$$

5.3.3.2. Cálculo de relación de transformación

Se obtiene del cociente entre la tensión del primario sobre la del secundario, con lo cual se obtiene la relación de las tensiones.

$$R_T = \frac{V_p}{V_s}$$

$$R_T = \frac{480}{220}$$

$$R_T = 2$$

5.3.3.3. Cálculo de espiras por voltio

Se determina el número de espiras que se da por cada voltio

$$\frac{E}{V} = \frac{54}{\sqrt{P}}$$

$$\frac{E}{V} = \frac{54}{\sqrt{15000}}$$

$$\frac{E}{V} = 0,44 \frac{\text{Espiras}}{V}$$

5.3.3.4. Cálculo de espiras totales

Como se tiene el valor de la sección del núcleo se despeja la formula, para obtener el número de espiras en el devanado secundario.

$$S = \frac{V_p \times 10000}{2.6 \times N_t}$$

$$N_t = \frac{V_p \times 10000}{2.6 \times S}$$

$$N_t = \frac{480 \times 10000}{2.6 \times 8610}$$

$$N_t = 214,4 \approx 215 \text{ Espiras}$$

5.3.3.5. Cálculo de espiras del circuito secundario

$$N_s = \frac{E}{V} \times V_{sd}$$

$$N_s = 0,44 \times 252$$

$$N_s = 111.1 \approx 112 \text{ Espiras}$$

5.3.3.6. Cálculo de espiras del circuito primario

Como se tiene el número de espiras total y la del circuito secundario, basta con restar ambas para obtener el número de espiras del circuito primario.

$$N_p = N_t - N_s$$

$$N_p = 215 - 112$$

$$N_p = 103 \text{ Espiras}$$

5.3.3.7.Cálculo de la intensidad del circuito secundario

$$I_s = \frac{P}{V_{sd}}$$

$$I_s = \frac{15000}{252}$$

$$I_s = 59,52 \text{ A}$$

5.3.3.8.Cálculo de la intensidad del circuito primario

$$I_p = \frac{I_s}{R_T}$$

$$I_p = \frac{59,52}{2}$$

$$I_p = 29,76 \text{ A}$$

5.3.3.9.Cálculo de la intensidad de paso

La intensidad de paso se determina de la resta de la intensidad del primario con la del secundario

$$I_{ps} = I_s - I_p$$

$$I_{ps} = 59,52 - 29,76$$

$$I_{ps} = 29,76 \text{ A}$$

5.3.3.10.Cálculo del diámetro y sección del conductor del devanado primario.

Para este cálculo de la sección del hilo del devanado primario se opta por un valor de 4 A/mm^2 , como primera medida, en caso que los hilos no quepan en el carrete, se puede variar este valor.

$$S_p = \frac{I_p}{J}$$

$$S_p = \frac{29,76}{4}$$

$$S_p = 7,44 \text{ mm}^2$$

De esta forma se tiene:

$$D_p = \sqrt{\frac{S_p}{0,785}}$$

$$D_p = \sqrt{\frac{7,44}{0,785}}$$

$$D_p = 3,08 \text{ mm}$$

5.3.3.11. Cálculo del diámetro y sección del conductor del devanado secundario.

$$S_s = \frac{I_{ps}}{J}$$

$$S_s = \frac{29,76}{4}$$

$$S_s = 7,44 \text{ mm}^2$$

Se determina el diámetro del devanado secundario

$$D_s = \sqrt{\frac{S_s}{0,785}}$$

$$D_s = \sqrt{\frac{7,44}{0,785}}$$

$$D_s = 3,08 \text{ mm}$$

Calculadas las secciones de los hilos de los devanados, la experiencia indica que los hilos por los general son de la misma dimensión o diámetro, aunque para este ejemplo coincidió que fueron los mismos, en otros no será igual, por esa razón se sugiere realizar una media de los diámetros.

$$D_m = \frac{D_p + D_s}{2}$$

$$D_m = \frac{3,08 + 3,08}{2}$$

$$D_m = 3,08 \text{ mm}$$

En la tabla 5.8 se realiza el cálculo para autotransformadores monofásicos tipo reductor en baja tensión para las potencias más comerciales en el medio local, con una tensión de 480 V en el primario y 240 V en el secundario, considerando que se calcula la sección del núcleo para el diseño.

Tabla 5. 8. Cálculo de variables de construcción para autotransformadores monofásicos tipo reductor en baja tensión

CALCULO DE AUTOTRANSFORMADORES MONOFASICOS															
REDUCTOR															
1. Datos iniciales requeridos															
Tension Primaria=	480 [V]								Frecuencia=	60 [Hz]					
Tension Secundaria=	240 [V]								Induccion magnetica=	10000 [Gauss]					
Densidad de corriente=	4 [A/mm2]														
2. Calculo de variables de construccion															
Potencia aparente [VA]	Tsc [V]	Rt	E/V [Espiras/V]	Nt [Espiras]	Ns [Espiras]	Np [Espiras]	Sn [cm2]	Is [A]	Ip [A]	Ips [A]	Sp [mm2]	Ss [mm2]	Dp [mm]	Ds [mm]	Mdt [mm]
500	252	2	2,41	1159	609	550	1592,885	1,98413	0,992	0,992	0,25	0,24802	0,562	0,562	0,562
1000	252	2	1,71	820	431	389	2251,407	3,96825	1,984	1,984	0,50	0,49603	0,795	0,795	0,795
2500	252	2	1,08	518	273	245	3564,004	9,92063	4,960	4,960	1,24	1,24008	1,257	1,257	1,257
5000	252	2	0,76	367	193	174	5030,392	19,8413	9,921	9,921	2,48	2,48016	1,777	1,777	1,777
7500	252	2	0,62	299	158	141	6174,428	29,7619	14,881	14,881	3,72	3,72024	2,177	2,177	2,177
10000	252	2	0,54	259	137	122	7128,007	39,6825	19,841	19,841	4,96	4,96032	2,514	2,514	2,514
15000	252	2	0,44	212	112	100	8708,273	59,5238	29,762	29,762	7,44	7,44048	3,079	3,079	3,079
20000	252	2	0,38	183	97	86	10088,27	79,3651	39,683	39,683	9,92	9,92063	3,555	3,555	3,555
25000	252	2	0,34	164	87	77	11257,04	99,2063	49,603	49,603	12,40	12,4008	3,975	3,975	3,975
30000	252	2	0,31	150	79	71	12307,69	119,048	59,524	59,524	14,88	14,881	4,354	4,354	4,354
37500	252	2	0,28	134	71	63	13777,27	148,81	74,405	74,405	18,60	18,6012	4,868	4,868	4,868
50000	252	2	0,24	116	61	55	15915,12	198,413	99,206	99,206	24,80	24,8016	5,621	5,621	5,621
75000	252	2	0,20	95	50	45	19433,2	297,619	148,810	148,810	37,20	37,2024	6,884	6,884	6,884

La nomenclatura utilizada en la tabla 5.8 es la siguiente:

Tabla 5. 9. Nomenclatura utilizada en cálculos de autotransformadores monofásicos tipo reductor.

NOMENCLATURA	
Tension Secundaria para el Cálculo	Tsc
Relación de Transformación	Rt
Espiras/Voltios	E/V
Número de Espiras Totales	Nt
Espiras del Circuito Secundario	Ns
Espiras del Circuito Primario	Np
Sección del Núcleo	Sn
Intensidad del circuito secundario	Is
Intensidad del circuito primario	Ip
Intensidad de Paso	Ips
Sección del hilo del devanado Primario	Sp
Sección del hilo del devanado Secundario	Ss
Diámetro del hilo del devanado Primario	Dp
Diámetro del hilo del devanado Secundario	Ds
Media Diámetro del Hilo del Devanado Total	Mdt

5.3.4. Autotransformadores monofásico tipo elevador de pequeña o mediana potencia en baja tensión.

Cálculo de variables para el diseño de un autotransformador monofásico tipo elevador que tendrá dos salidas, para el diseño se presentan los siguientes valores:

$$V_p = 220 \text{ V}$$

$$V_{s1} = 380 \text{ V}$$

$$V_{s2} = 380 \text{ V}$$

$$P = 2500 \text{ VA}$$

5.3.4.1. Cálculo de tensión secundaria para diseño.

Se realiza un incremento del 5% por cuestiones de diseño para evitar pérdidas.

$$V_{\%} = \frac{V_s \times x\%}{100}$$

$$V_{\%} = \frac{380 \times 5}{100}$$

$$V_{\%} = 19 V$$

Lo que da:

$$V_{sd} = V_s + V_{\%}$$

$$V_{sd} = 380 + 19$$

$$V_{sd1} = 399 V \rightarrow \text{salida de } 380 V$$

$$V_{sd2} = 462 V \rightarrow \text{salida de } 440 V$$

5.3.4.2. Cálculo de relación de transformación

$$R_T = \frac{V_p}{V_s}$$

$$R_T = \frac{220}{380}$$

$$R_{T1} = 0,58$$

$$R_{T2} = 0,50$$

5.3.4.3. Cálculo de espiras por voltio

$$\frac{E}{V} = \frac{54}{\sqrt{P}}$$

$$\frac{E}{V} = \frac{54}{\sqrt{2500}}$$

$$\frac{E}{V} = 1,08 \left[\frac{\text{Espiras}}{V} \right]$$

5.3.4.4. Cálculo de espiras totales

$$N_t = \frac{E}{V} \times V_s$$

$$N_t = 1,08 \times 399$$

$$N_t = 431 \text{ Espiras}$$

5.3.4.5. Cálculo de espiras del circuito primario

$$N_p = \frac{E}{V} \times V_p$$

$$N_p = 1,08 \times 220$$

$$N_p = 238 \text{ Espiras}$$

5.3.4.6. Cálculo de espiras del circuito secundario

$$N_s = N_t - N_p$$

$$N_s = 431 - 238$$

$$N_s = 193 \text{ Espiras} \rightarrow \text{salida de } 380 \text{ V}$$

$$N_s = 261 \text{ Espiras} \rightarrow \text{salida de } 440 \text{ V}$$

5.3.4.7. Cálculo de la sección del núcleo

Para este cálculo se considera la inducción magnética $B_{max} = 10000$ [Gauss].

$$S = \frac{V_p \times 10000}{2.6 \times N_p}$$

$$S = \frac{220 \times 10000}{2.6 \times 238}$$

$$S = 3555,3 \text{ mm}^2$$

Conocido el valor de la sección del núcleo, se puede escoger la chapa magnética adecuada establecida en la tabla 5.1.

5.3.4.8. Cálculo de la intensidad del circuito secundario

$$I_s = \frac{P}{V_{s1}}$$

$$I_s = \frac{2500}{399}$$

$$I_{s1} = 6,27 \text{ A} \rightarrow \text{salida de } 380 \text{ V}$$

$$I_{s1} = 5,41 \text{ A} \rightarrow \text{para salida } 440 \text{ V}$$

5.3.4.9. Cálculo de la intensidad del circuito primario

$$I_p = \frac{P}{V_p}$$

$$I_p = \frac{2500}{220}$$

$$I_p = 11,4 \text{ A}$$

5.3.4.10. Cálculo de la intensidad de paso

$$I_{ps} = I_p - I_s$$

$$I_{ps} = 11,4 - 6,27$$

$$I_{ps1} = 5,1 \text{ A}$$

$$I_{ps2} = 5,95 \text{ A}$$

5.3.4.11. Cálculo del diámetro y sección del conductor del devanado primario.

La densidad de corriente J , para este ejemplo será de $5 \text{ [A/mm}^2\text{]}$.

$$S_p = \frac{I_{ps1,2}}{J}$$

$$S_p = \frac{5,1}{5}$$

$$S_{p1} = 1,02 \text{ mm}^2$$

$$S_{p2} = 1,19 \text{ mm}^2$$

El diámetro será:

$$D_p = \sqrt{\frac{S_{p1,2}}{0,785}}$$

$$D_p = \sqrt{\frac{1,02}{0,785}}$$

$$D_{p1} = 1,14 \text{ mm}$$

$$D_{p2} = 1,23 \text{ mm}$$

5.3.4.12. Cálculo del diámetro y sección del conductor del devanado secundario.

$$S_s = \frac{I_{s1,2}}{J}$$

$$S_s = \frac{6,27}{5}$$

$$S_{s1} = 1,25 \text{ mm}^2$$

$$S_{s2} = 1,08 \text{ mm}^2$$

Con la sección del hilo, se obtiene el diámetro:

$$D_s = \sqrt{\frac{S_{s1,2}}{0,785}}$$

$$D_s = \sqrt{\frac{1,25}{0,785}}$$

$$D_{s1} = 1,26 \text{ mm}$$

$$D_{s2} = 1,17 \text{ mm}$$

Se determina la media de los diámetros para colocar una misma sección de hilo en los dos devanados.

$$D_m = \frac{D_p + D_s}{2}$$

$$D_m = \frac{1,14 + 1,26}{2}$$

$$D_m = 1,20 \text{ mm}$$

En la tabla 5.10 se realiza el cálculo para autotransformadores monofásicos tipo elevador en baja tensión para las potencias más comerciales en el medio local, con una tensión de 220 V en el primario y 380 V en el secundario.

Tabla 5. 10. Cálculo de variables de construcción para autotransformadores monofásicos tipo elevador en baja tensión

CALCULO DE AUTOTRANSFORMADORES MONOFASICOS															
ELEVADOR															
1. Datos iniciales requeridos															
Tension Primaria=	220 [V]								Frecuencia=	60 [Hz]					
Tension Secundaria=	380 [V]								Induccion magnetica=	10000 [Gauss]					
Densidad de corriente=	5 [A/mm ²]														
2. Calculo de variables de construccion															
Potencia aparente [VA]	Tsc [V]	Rt	E/V [Espiras/V]	Nt [Espiras]	Ns [Espiras]	Np [Espiras]	Sn [cm ²]	Is [A]	Ip [A]	Ips [A]	Sp [mm ²]	Ss [mm ²]	Dp [mm]	Ds [mm]	Mdt [mm]
500	399	0,58	2,41	964	433	531	1593,51	1,25	2,3	1,02	0,20	0,25	0,510	0,565	0,537
1000	399	0,58	1,71	681	305	376	2250,409	2,51	4,5	2,04	0,41	0,50	0,721	0,799	0,760
2500	399	0,58	1,08	431	193	238	3555,268	6,27	11,4	5,10	1,02	1,25	1,140	1,263	1,202
5000	399	0,58	0,76	305	137	168	5036,63	12,53	22,7	10,20	2,04	2,51	1,612	1,787	1,699
7500	399	0,58	0,62	249	112	137	6176,305	18,80	34,1	15,29	3,06	3,76	1,974	2,188	2,081
10000	399	0,58	0,54	215	96	119	7110,537	25,06	45,5	20,39	4,08	5,01	2,279	2,527	2,403
15000	399	0,58	0,44	176	79	97	8723,236	37,59	68,2	30,59	6,12	7,52	2,792	3,095	2,943
20000	399	0,58	0,38	152	68	84	10073,26	50,13	90,9	40,78	8,16	10,03	3,223	3,574	3,399
25000	399	0,58	0,34	136	61	75	11282,05	62,66	113,6	50,98	10,20	12,53	3,604	3,995	3,800
30000	399	0,58	0,31	124	55	69	12263,1	75,19	136,4	61,18	12,24	15,04	3,948	4,377	4,162
37500	399	0,58	0,28	111	50	61	13871,37	93,98	170,5	76,47	15,29	18,80	4,414	4,893	4,654
50000	399	0,58	0,24	96	43	53	15965,17	125,31	227,3	101,96	20,39	25,06	5,097	5,650	5,374
75000	399	0,58	0,20	79	36	43	19678	187,97	340,9	152,94	30,59	37,59	6,242	6,920	6,581

5.3.5. Autotransformador trifásico de pequeña o mediana potencia en baja tensión.

Cálculo de parámetros para el diseño de un autotransformador trifásico en conexión estrella que presenta los siguientes datos:

$$V_p = 380 \text{ V}$$

$$V_s = 220 \text{ V}$$

$$P = 15000 \text{ VA}$$

5.3.5.1. Cálculo de la tensión secundaria para diseño.

Se realiza un aumento en la tensión para evitar las pérdidas en el secundario al conectarse una carga, por esa razón se hace el aumento del 5% de la tensión del secundario.

$$V_{\%} = \frac{V_s \times x\%}{100}$$

$$V_{\%} = \frac{220 \times 5}{100}$$

$$V_{\%} = 11 \text{ V}$$

Con esto, se determina que la tensión en el secundario para el diseño será:

$$V_{sd} = V_s + V_{\%}$$

$$V_{sd} = 220 + 11$$

$$V_{sd} = 231 \text{ V}$$

5.3.5.2. Cálculo de la relación de transformación

Se obtiene la relación de transformación con las tensiones iniciales dadas:

$$R_T = \frac{V_p}{V_s}$$

$$R_T = \frac{380}{220}$$

$$R_T = 1,73$$

5.3.5.3. Cálculo de espiras por voltio

El número de espiras por voltio será igual a:

$$\frac{E}{V} = \frac{40}{\sqrt{P}} \times 2.5$$

$$\frac{E}{V} = \frac{40}{\sqrt{15000}} \times 2.5$$

$$\frac{E}{V} = 0,82 \frac{\text{Espiras}}{V}$$

5.3.5.4. Cálculo de espiras totales

$$N_t = \frac{E}{V} \times V_p$$

$$N_t = 0,82 \times 380$$

$$N_t = 310 \text{ Espiras}$$

5.3.5.5. Cálculo de espiras del circuito secundario

$$N_s = \frac{E}{V} \times V_{sd}$$

$$N_s = 0,82 \times 231$$

$$N_s = 189 \text{ Espiras}$$

5.3.5.6. Cálculo de espiras del circuito primario

Obtenidas el número de espiras totales y las del secundario, se realiza una resta de las mismas para obtener las del circuito primario.

$$N_p = N_t - N_s$$

$$N_p = 310 - 189$$

$$N_p = 121 \text{ Espiras}$$

5.3.5.7. Cálculo de sección del núcleo

$$S = \frac{V_p \times 10000}{2.6 \times N_t}$$

$$S = \frac{380 \times 10000}{2.6 \times 310}$$

$$S = 4715 \text{ cm}^2$$

Conocido el valor de la sección del núcleo, se puede escoger la chapa magnética adecuada establecida en la tabla 5.3.

5.3.5.8. Cálculo de la intensidad del circuito secundario

$$I_s = \frac{P}{V_{sd}}$$

$$I_s = \frac{15000}{231}$$

$$I_s = 64,94 \text{ A}$$

5.3.5.9. Cálculo de la intensidad del circuito primario

La relación en el secundario será:

$$I_p = \frac{I_s}{R_T}$$

$$I_p = \frac{64,94}{1,73}$$

$$I_p = 37,59 \text{ A}$$

5.3.5.10. Cálculo de la intensidad de paso

Conocidas las intensidades del devanado primario y secundario, se puede obtener la intensidad de paso.

$$I_{ps} = I_s - I_p$$

$$I_{ps} = 64,94 - 37,59$$

$$I_{ps} = 27,34 \text{ A}$$

5.3.5.11. Cálculo del diámetro y sección del conductor del devanado

primario

Para este ejemplo se utiliza una densidad de corriente de 5 A/mm^2 para el cálculo de la sección del hilo, indicar que se puede variar en caso de que el hilo sea muy grueso para el carrete seleccionado.

$$S_p = \frac{I_p}{J}$$

$$S_p = \frac{37,59}{5}$$

$$S_p = 7,52 \text{ mm}^2$$

El diámetro del devanado primario será igual a:

$$D_p = \sqrt{\frac{S_p}{0,785}}$$

$$D_p = \sqrt{\frac{7,52}{0,785}}$$

$$D_p = 3,09 \text{ mm}$$

5.3.5.12. Cálculo del diámetro y sección del devanado secundario

De igual manera se considera la densidad de corriente de 5 A/mm^2 , pero con la diferencia que se toma el valor de la intensidad de paso para obtener la sección del devanado secundario.

$$S_s = \frac{I_{ps}}{J}$$

$$S_s = \frac{27,34}{5}$$

$$S_s = 5,47 \text{ mm}^2$$

Con esto, el diámetro del devanado secundario es:

$$D_s = \sqrt{\frac{S_s}{0,785}}$$

$$D_s = \sqrt{\frac{5,47}{0,785}}$$

$$D_s = 2,64 \text{ mm}$$

Como se indicó en los autotransformadores monofásicos, se realiza una media de los diámetros primario y secundario, con la finalidad de poner el mismo hilo en los dos devanados.

$$D_m = \frac{D_p + D_s}{2}$$

$$D_m = \frac{3,09 + 2,64}{2}$$

$$D_m = 2,87 \text{ mm}$$

En la tabla 5.11 se realiza el cálculo para autotransformadores trifásicos en baja tensión para las potencias más comerciales y normalizadas en el medio, con datos iniciales de 380 V en el primario y 220 V en el secundario.

Tabla 5. 11. Cálculo de variables de diseño para autotransformadores trifásicos en baja tensión

CALCULO DE AUTOTRANSFORMADORES TRIFASICOS															
1. Datos iniciales requeridos															
Tension Primaria=		380 [V]													60 [Hz]
Tension Secundaria=		220 [V]													10000 [Gauss]
Densidad de corriente=		5 [A/mm2]													
2. Calculo de variables de construccion															
Potencia aparente [VA]	Tsc [V]	Rt	E/V [Espiras/V]	Nt [Espiras]	Ns [Espiras]	Np [Espiras]	Sn [cm2]	Is [A]	Ip [A]	Ips [A]	Sp [mm2]	Ss [mm2]	Dp [mm]	Ds [mm]	Idt [mm]
1000	231	1,73	3,16	1202	731	471	1215,9	4,33	2,51	1,823	0,501	0,365	0,799	0,681	0,740
2500	231	1,73	2,00	760	462	298	1923,1	10,82	6,27	4,557	1,253	0,911	1,263	1,077	1,170
5000	231	1,73	1,41	537	327	210	2721,7	21,65	12,53	9,114	2,506	1,823	1,787	1,524	1,655
10000	231	1,73	1,00	380	231	149	3846,2	43,29	25,06	18,227	5,013	3,645	2,527	2,155	2,341
15000	231	1,73	0,82	310	189	121	4714,6	64,94	37,59	27,341	7,519	5,468	3,095	2,639	2,867
20000	231	1,73	0,71	269	164	105	5433,2	86,58	50,13	36,455	10,025	7,291	3,574	3,048	3,311
25000	231	1,73	0,63	240	147	93	6089,7	108,23	62,66	45,568	12,531	9,114	3,995	3,407	3,701
30000	231	1,73	0,58	219	134	85	6673,7	129,87	75,19	54,682	15,038	10,936	4,377	3,733	4,055
40000	231	1,73	0,50	190	116	74	7692,3	173,16	100,25	72,910	20,050	14,582	5,054	4,310	4,682
50000	231	1,73	0,45	170	104	66	8597,3	216,45	125,31	91,137	25,063	18,227	5,650	4,819	5,235
75000	231	1,73	0,37	139	85	54	10514,7	324,68	187,97	136,705	37,594	27,341	6,920	5,902	6,411
100000	231	1,73	0,32	120	74	46	12179,5	432,90	250,63	182,274	50,125	36,455	7,991	6,815	7,403
125000	231	1,73	0,28	107	66	41	13659,2	541,13	313,28	227,842	62,657	45,568	8,934	7,619	8,277
150000	231	1,73	0,26	98	60	38	14913,7	649,35	375,94	273,411	75,188	54,682	9,787	8,346	9,066
200000	231	1,73	0,22	85	52	33	17194,6	865,80	501,25	364,548	100,251	72,910	11,301	9,637	10,469
225000	231	1,73	0,21	80	49	31	18269,2	974,03	563,91	410,116	112,782	82,023	11,986	10,222	11,104
250000	231	1,73	0,20	76	47	29	19230,8	1082,25	626,57	455,685	125,313	91,137	12,635	10,775	11,705
300000	231	1,73	0,18	69	43	26	21181,7	1298,70	751,88	546,822	150,376	109,364	13,841	11,803	12,822

La nomenclatura utilizada en la tabla 5.11 es la siguiente:

Tabla 5. 12. Nomenclatura utilizada en cálculos de autotransformadores trifásicos

NOMENCLATURA	
Tensión Secundaria para el Cálculo	Tsc
Relación de Transformación	Rt
Espiras/Voltios	E/V
Número de Espiras Totales	Nt
Espiras del Circuito Secundario	Ns
Espiras del Circuito Primario	Np
Sección del Núcleo	Sn
Intensidad del circuito secundario	Is
Intensidad del circuito primario	Ip
Intensidad de Paso	Ips
Sección del hilo del devanado Primario	Sp
Sección del hilo del devanado Secundario	Ss
Diámetro del hilo del devanado Primario	Dp
Diámetro del hilo del devanado Secundario	Ds
Media Diámetro del Hilo del Devanado Total	Mdt

5.3.6. Cálculo de transformadores monofásicos de pequeña potencia en media tensión.

Calcular las variables de un transformador que tiene un núcleo tipo acorazado rectangular constituido por tres columnas, considerar que el devanado de media tensión puede operar a 6300 V y 7620 V, esto con la ayuda de un selector de voltaje de dos posiciones, que no afecta el voltaje secundario, ya que para las tensiones indicadas mantendrá la relación de transformación a 240/120 [42]. Los datos necesarios para el diseño son:

$$V_{p1} = 6300 \text{ V}$$

$$V_{p2} = 7620 \text{ V}$$

$$V_s = 240/120 \text{ V}$$

$$P = 15000 \text{ VA}$$

5.3.6.1. Cálculo de la tensión en el primario.

Como se menciona el transformador puede operar a dos niveles de tensión, por lo que se calcula los valores de tensión para 5 taps, que es lo más usual, considerando una relación de transformación de 2,5%.

Tabla 5. 13. Relación de voltaje en las 5 posiciones del tap.

TAP	A	B	C	D	E
Vp1 [V]	6457,5	6300	6142,5	5985	5827,5
Vp2 [V]	7810,5	7620	7429,5	7239	7048,5

5.3.6.2. Cálculo de la intensidad en el devanado primario

Se determina el valor de las intensidades para cada posición de tap en el primario.

$$I_{p1} = \frac{P}{V_p}$$

$$I_{p1} = \frac{15000}{6300}$$

$$I_{p1} = 2,38 \text{ A}$$

$$I_{p2} = \frac{P}{V_p}$$

$$I_{p2} = \frac{15000}{7620}$$

$$I_{p2} = 1,97 \text{ A}$$

Con estos valores se puede determinar las intensidades en cada una de las posiciones del tap.

Tabla 5. 14. Relación de intensidad en las 5 posiciones del tap

TAP	A	B	C	D	E
Ip1 [A]	2,3205	2,38	2,4395	2,38	2,4395
Ip2 [A]	1,92075	1,97	2,01925	1,97	2,01925

5.3.6.3. Cálculo de la intensidad en el devanado secundario

La intensidad en el secundario siempre será igual, debido a que tiene que cumplir la relación de transformación al alimentarlo con la tensión nominal.

$$I_s = \frac{P}{V_s}$$

$$I_s = \frac{15000}{240}$$

$$I_s = 62,5 A$$

5.3.6.4. Cálculo de la sección del devanado secundario

Para determinar la sección del devanado primario se considera la corriente en el secundario y la densidad de corriente que para este ejemplo será de $3 A/mm^2$ en caso de transformadores de distribución.

$$S_p = \frac{I_p}{J}$$

$$S_p = \frac{62,50}{3}$$

$$S_p = 20,83 mm^2$$

5.3.6.5. Cálculo del número de espiras del devanado primario

El valor de la inducción magnética para estos niveles de tensión se manejará según el fabricante, si se considera el factor w/kg , ya que de esto

dependen las pérdidas en vacío y el cumplimiento según la norma INEN 2114.

Pero para casos prácticos se utilizará un valor de 16000.

$$N_p = \frac{V_s \times 10^8}{4.44 \times B_{max} \times f \times Seccion \times 2}$$

$$N_p = \frac{240_s \times 10^8}{4.44 \times 16000 \times 60 \times 57,2 \times 2}$$

$$N_p = 49,22 \approx 50 \text{ Espiras}$$

5.3.6.6. Cálculo de la sección transversal del núcleo

$$\phi = \frac{V_s}{\sqrt{2} \times \pi \times f \times N_p \times 1}$$

$$\phi = \frac{240}{\sqrt{2} \times \pi \times 60 \times 50 \times 1}$$

$$\phi = 0,018 \text{ wb}$$

Indicar que para este cálculo el B_{max} estará expresado en:

$$B_{max} = 16000 \text{ Gauss} = 1.6 \frac{\text{wb}}{\text{m}^2} \text{ Tesla}$$

Con este dato, tenemos que el área será igual a:

$$\text{Área} = \frac{\phi}{B_{max}} \times \frac{100 \text{ cm}^2}{1 \text{ m}^2}$$

$$\text{Área} = \frac{0,018}{1,6} \times \frac{100 \text{ cm}^2}{1 \text{ m}^2}$$

$$\text{Área} = 112,50 \text{ cm}^2$$

CONCLUSIONES

Este proyecto está dirigido a personas encargadas del mantenimiento, diagnóstico y reparación de transformadores debido a que se necesita conocimientos bastos para la detección y reparación de un fallo.

La importancia del mantenimiento preventivo y detección de fallos en un transformador analizados en este trabajo es fundamental para evitar daños y prolongar la vida útil del mismo, además de representar ahorro de carácter económico.

Es importante considerar los datos originales de diseño al momento de rebobinar un transformador, porque al tergiversar estos datos y cambiarlos es común encontrar daños por el nivel de corriente o tensión al que están operando.

La guía y el conocimiento que este proyecto puede contribuir para el diagnóstico, mantenimiento y reparación de transformadores, es de vital importancia al momento de brindar soluciones prácticas.

RECOMENDACIÓN Y ALCANCE

Se recomienda tener un histórico de pruebas y mantenimientos del transformador debidamente documentados para asegurar un análisis de tendencia eficaz.

Dar un alcance más profundo efectuando un manual centrado en las normativas homologadas para las pruebas efectuadas en los transformadores de mediana potencia.

Referencias:

- [1] INEN, «Transformadores. Niveles de aislamiento Requisitos,» Quito, 2013.
- [2] IEEE, «Guide for loading mineral oil immersed transformer,» de *Standard 57-91*, 1995.
- [3] IEEE, «IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of fluid-filled Power Transformer, Regulators, and Reactors,» IEEE-SA Standards Board, 2013.
- [4] IEEE, «IEEE Guide for Installation and Maintenance of liquid-inmersed power transformers,» IEEE-SA Standards Board, 2019.
- [5] E. Ras, Transformadores de potencia de medida y de proteccion, Barcelona (España): MARCOMBO S.A, 1994.
- [6] MORETRAN, «Manual de Instalacion y Operacion,» Guayaquil, 2020.
- [7] ECUATRAN, «Manual de Instalacion, Operacion y Mantenimiento,» Quito, Noviembre 2020.
- [8] B. S. G. - H. R. Hizioglu, Maquinas Electricas y transformadores, New York: Oxford University Press Mexico S. A, 2003.
- [9] F. Bresciani, Tecnologia del Transformador, Cuenca, 1985.
- [10] M. A. R. Pozueta, «Transformadores,» Departamento de energia electrica y energetica, Cantabria, 2012.
- [11] I. S. Association, «Terminology for Distribucion Transformers,» *IEEE*, 2010.
- [12] INATRA, «Manual de Instalacion, Operacion y Mantenimiento,» Guayaquil, Noviembre 2020.
- [13] E. E. Portal, «TECSA,» 21 Febrero 2019. [En línea]. Available: <https://www.tecsaqro.com.mx/blog/inespecciones-en-transformadores/>. [Último acceso: 3 Febrero 2020].
- [14] U. E. 60076-7, «Guía de carga para transformadores sumergido en el aceite,» de *Transformador de potencia*, 2010.
- [15] PROLEC, «Manual de instalación, operación y mantenimiento Transformadores tipo subestacion,» 2010.
- [16] G. T. Andrés, «Mantenimiento de los transformadores de potencia,» *Revista de mantenimiento*, 2008.

- [17] M. Matamoros M., Diagnóstico para el mantenimiento de un transformador de potencia en aceite de 13.8/6kV en la Central Hidroeléctrica Mandariacu, provincia de Imbabura, Imbabura, 2015.
- [18] A. Galvez Chicati y O. Ruíz, Mantenimiento predictivo, preventivo y/o correctivo a transformadores de distribución, Tuxtla Gutiérrez: Tecnológico nacional de México, 2018.
- [19] D. F. A. Merchan, «Elaboración de un plan de mantenimiento preventivo de los equipos críticos de las principales subestaciones de la empresa de energía de Boyacá S.A.E.S.P aplicado por la empresa asistencia técnica industrial,» Duitama, 2017.
- [20] CIGRE, «Guide for Transformer Maintenance,» 2011.
- [21] M. F. G. Sandoval, «Análisis de ferorrresonancia en transformadores de distribución,» Facultad de Ingeniería , Guatemala, 2004.
- [22] D. L. Diana Ruiz, «Coordinacion de aislamiento,» Facultad de Ingenieria Electrica Universidad de la Salle, Bogota, 2007.
- [23] J. M. Astorga Gómez, R. A. Aróstica Córdova y Y. Iriarte Salinas, Estimación del factor K en transformadores de distribución usando modelos de regresión, Caldas: Universidad Distrital Francisco José de, 2016.
- [24] ABB, «Manual del usuario "Operación y Mantenimiento de transformadores de potencia",» ABB, 2017.
- [25] E. García V y C. Gaspar E, Posibles impactos en un transformador sin mantenimiento., Guayaquil, 2010.
- [26] S. M. I. o. Technology, Circuitos magneticos y transformadores, Buenos Aires: Reverte.
- [27] M. d. P. R. Alvarez, «Mantenimiento de transformadores de potencia,» CIGRE, 2007.
- [28] PROCELEC, Manual de recepción, instalación y mantenimiento de transformadores sumergidos en líquido aislante, tipo sumergible, 2007.
- [29] J. F. Cadena, Diseño y construcción de un transformador de corriente de uso industrial para media en baja tensión, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 1991.
- [30] J. O.-. L. Nieto, «Mantenimiento de sistemas electricos de distribucion,» Guayaquil, 2010.
- [31] I. Regueira, «Prevent Pad-Mounted Transformer Failures: Pad-Mounted Transformer Failures are typically catastrophic,» PR Newswire Association LLC, New York, 2020.
- [32] G. Nazate Vallejo, Planificación y programación del mantenimiento de la Subestación Santa Rosa, Latacunga: Escuela Politécnica del ejército, 2003.
- [33] S. Arguelles García, «Seminario de Tecnología "Transformadores",» 2013.
- [34] PROMELSA, «Soluciones y Servicios integrales para sus Proyectos,» 2018. [En línea]. Available: www.promelsa.com.pe. [Último acceso: 12 Enero 2021].

- [35] J. H. Harlow, *Electrical Power Transformer Engineering*, United States: CRC Press LLC, 2004.
- [36] H. Parhuana, «Procedimiento de montaje para transformadores de potencia,» ABB, 2011.
- [37] S. Vega R y C. Pacheco R, *Manual de operación para montaje, prueba, puesta de servicio de transformadores trifásicos de alta tensión 100A-450MUA*, Cartagena de Indias: Universidad Tecnológica de Bolívar, 2010.
- [38] ProlecGES, «Manual de recepción, instalación, operación y mantenimiento para transformadores sumergidos en líquido aislante, Tip poste,» PROLEC, México.
- [39] A. Rifaldi, «Catedra,» 04 2010. [En línea]. Available: <https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros%202007/libros/ie-temas/ie-10/ie-10prt.htm>. [Último acceso: 12 04 2021].
- [40] Wpinhands, «Video Rockola,» 2021. [En línea]. Available: <http://www.videorockola.com/proyectos-electronicos/fuentes/construccion-de-un-transformador-casero-2/>. [Último acceso: 16 Febrero 2021].
- [41] M. A. Pulido, *Transformadores - Calculo facil de transformadores y autotransformadores monofasicos y trifasicos de baja tension*, Mexico: Alfaomega, 2009.
- [42] C. Z. Diego Aquino, «Diseño y construcción de un transformador monofásico de distribución 15 KVA tipo tanque para el laboratorio de alta tensión de la UPS-GYE,» Guayaquil, 2018.
- [43] V. Yanez Salazar, *Manual para el diseño y construcciones de transformadores*, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2010.
- [44] J. Maldonado Carvajal y V. Mena Altamirano, *Diseño y construcción de un transformador trifásico para control de voltaje*, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2017.
- [45] R. Rojas, *Cálculo y diseño de un transformador monofásico de distribución*, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 1976.
- [46] A. Tabemero G, «Mantenimiento de ls transformadores de potencia. Ensayos de campo,» *MANTENIMIENTO*, nº 184, p. 2, 2005.
- [47] V. Yanez, «Elaborar un manual de procedimientos para el diseño y construcción de transformadores,» Quito, 2010.