

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE

INGENIERO ELÉCTRICO.

TEMA:

“Diseño de un laboratorio de pruebas eléctricas para transformadores de distribución de la empresa R.V.R. Transformadores”.

AUTOR:

LUIS A. VÁSQUEZ RESTREPO

DIRECTOR:

ING. FAUSTO MÉNDEZ

Quito, ENERO 2013

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Luis Alberto Vásquez Restrepo alumno de la Universidad Politécnica Salesiana, Facultad de Ingenierías, carrera de Ingeniería Eléctrica, libre y voluntariamente declaro que la presente tesis ha sido realizada en su totalidad por mi persona, por tal razón asumo la responsabilidad por su autoría.

Quito 23 de enero de 2013

Luis A. Vásquez Restrepo

Ing. Fausto Méndez Feijoo

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía intitulada “Diseño de un laboratorio de pruebas eléctricas para transformadores de distribución de la empresa R.V.R. Transformadores” realizada por el señor Luis Alberto Vásquez Restrepo, previa obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la facultad de Ingenierías – Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Quito, 23 de Enero del 2013,

Ing. Fausto Méndez Feijoo

DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

Al Ingeniero Fausto Méndez director de tesis, por su ayuda, paciencia y colaboración en la elaboración del presente trabajo

A los Ingenieros Franklin Camacho, Fernando LLumigusín, Fernando Beltrán y Esteban Inga por el aporte de su valiosa experiencia y conocimiento.

A mis amigos y compañeros que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y que hasta ahora, seguimos siendo amigos: Christian, Néstor y Roberto.

DEDICATORIA

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

.

A mi madre Luz.

Por su desinteresada labor, constante apoyo en todo momento con los afanes que demandaba sin esperar nada a cambio, sus consejos, sus valores y por la motivación que me ha permitido ser una persona de bien.

A mi padre Rafael.

Por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo perfectamente mantenido a través del tiempo, por su amor y los ejemplos de perseverancia, constancia y optimismo que lo caracterizan y que me ha infundado siempre.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La empresa R.V.R. Transformadores en constante crecimiento, así como la demanda de transformadores en el país, entre sus políticas de desarrollo y mejoramiento de las condiciones de seguridad del personal, la calidad de sus productos y procesos, la reducción de tiempos y costos de producción, actualmente ya no dispone del espacio físico adecuado para lograr la continuidad de estos objetivos, por lo que se ha visto en la necesidad de trasladarse a instalaciones más amplias, situación que implica el estudio y diseño de las nuevas instalaciones y procesos: administrativos, arquitectónicos, civiles, mecánicos, electrónicos, informáticos, eléctricos, etc.

En este contexto y dado que el proceso de diseño y construcción de un transformador debe ser realizado con la mayor calidad posible, es necesario verificar las características del producto y constatar que se ajusten a la normativa nacional vigente para transformadores. Por tal razón se requiere aplicar una serie de pruebas eléctricas en un laboratorio especialmente adecuado y así comprobar las diferencias del producto final respecto a las especificadas en el diseño.

JUSTIFICACIÓN DEL TEMA

Para el presente tema de investigación se emplearán diferentes campos de la Ingeniería eléctrica como son: Alta tensión, Diseño, Máquinas Eléctricas, aplicación de normativas nacionales para pruebas de transformadores, etc.

La implementación del tema de investigación pretende aumentar el rédito económico de la compañía ya que contará con un laboratorio propio y confiable, con la consecuente reducción de costos y tiempo de prueba, lo que contribuirá a reafirmar la calidad del producto de la empresa y sobre todo mejorará las condiciones de seguridad del personal que se encuentre directa e indirectamente relacionado a la prueba de transformadores.

ALCANCES

- Análisis de los requerimientos y diseño de un laboratorio de pruebas para transformadores de distribución sumergidos en aceite hasta 500 kVA, clase 25 kV con la capacidad de realizar pruebas de **RUTINA** que exige la norma NTE INEN 2 211:2004 de transformadores.
- Dimensionamiento del espacio físico necesario para el laboratorio de pruebas.
- Diseño la Jaula de Faraday para el laboratorio de pruebas según las características de seguridad y protección necesarias.
- Diseño de un sistema de tierra que cumpla con las necesidades de seguridad y protección del laboratorio y personal.
- Diseño de los sistemas de protección y seguridad del personal y equipos para el laboratorio de pruebas.
- Investigación y la aplicación de las normativas vigentes NTE INEN para pruebas de transformadores de distribución.
- Investigación de nuevas tecnologías de pruebas aplicables a los transformadores de distribución sumergidos en aceite con potencias hasta 500 kVA clase 25 kV.

OBJETIVOS

General

- **Diseñar un laboratorio de pruebas eléctricas de rutina para transformadores de distribución en base al estándar de calidad nacional NTE INEN.**

Específicos

- Diseñar el espacio físico requerido para el laboratorio
- Diseñar la Jaula de Faraday.
- Diseñar el sistema de tierra.
- Diseñar los sistemas de protección y seguridad del personal y equipos.
- Investigar y Aplicar las normativas vigentes NTE INEN para pruebas de transformadores de distribución.
- Investigar sobre nuevas tecnologías de pruebas aplicables a los transformadores de distribución sumergidos en aceite con potencias hasta 500 kVA clase 25 kV.

HIPÓTESIS

El desarrollo del presente tema de tesis arrojará un documento de diseño que será de utilidad a la empresa R.V.R. Transformadores en el proceso de implementación de un laboratorio de pruebas para los transformadores que produce.

MARCO TEÓRICO

El diseño de un laboratorio de pruebas eléctricas para transformadores requiere de conocimiento y experiencia en distintas áreas de la ingeniería eléctrica.

Sin lugar a duda para diseñar un recinto de ensayos se deberá determinar primero el tipo de ensayos que se va a realizar y mucho antes que esto el elemento a ensayar, lo que implica el conocimiento y entendimiento de su funcionamiento, partes principales, etc. Toda esta información brindará los requisitos necesarios para realizar el diseño del lugar de ensayos.

El transformador de distribución básicamente es una máquina eléctrica estática la cual mediante inducción electromagnética toma voltajes de media tensión (13200 ó 22860 voltios) y los transforma a valores de baja tensión (440-220-110 voltios) necesarios en los centros de consumo.

“Este transformador debe ser probado para homologar de que ha sido adecuadamente diseñado y construido a fin de soportar la carga solicitada y que al mismo tiempo resista todas las situaciones peligrosas a las que este expuesto en operación”¹.

La homologación se ha vuelto una práctica necesaria para la adquisición de un transformador de distribución, ya que la disposición de las empresas distribuidoras de energía eléctrica como la E.E.Q. por primera parte es la de no permitir la instalación transformadores si estos no disponen del documento (protocolo de pruebas) que certifica la realización de dichas pruebas y como segunda parte que los resultados estén conformes a parámetros establecidos por normas nacionales (NTE) e internacionales.

Las normas que homologan a los transformadores en el Territorio Ecuador están dadas por el Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN) y al conjunto de estas normas se le denomina NTE (Norma Técnica Ecuatoriana).

¹ Avelino Pedro, Transformadores de Distribución, Tercera edición, Editorial Reverté, año 2008, página 173

El INEN es el organismo oficial de la República del Ecuador para la normalización, la certificación y la metrología, además es una entidad adscrita al Ministerio de Comercio Exterior, Industrialización, Pesca y Competitividad, MICIP, y fue creado en 1970-08-28 mediante Decreto Supremo No.357 publicado en el Registro Oficial No.54 de 1970-09-07.

Para entender un poco más la función del INEN citaremos sus objetivos:

Cumplir las competencias de organismo técnico nacional, en materia de reglamentación, normalización y metrología, establecidos en las normativas constitucional y legal vigentes, así como en tratados, acuerdos y convenios internacionales.

a. “Cumplir con las competencias de reglamentación, normalización y metrología.

b. Formular en sus áreas de competencia, luego de los análisis técnicos respectivos, las propuestas de normas, reglamentos técnicos y procedimientos de evaluación de la conformidad, los planes de trabajo, así como las propuestas de las normas y procedimientos metrología.

c. Promover programas orientados al mejoramiento de la calidad y apoyar, de considerarlo necesario, las actividades de promoción ejecutadas por terceros.

d. Preparar el plan nacional de normalización que apoye la elaboración de reglamentos técnicos para productos.

e. Organizar y dirigir las redes o subsistemas nacionales en materia de normalización, reglamentación técnica y de metrología.

f. Prestar servicios técnicos en las áreas de su competencia.

g. Previa acreditación, certificación y/o designación, actuar como organismo de evaluación de la conformidad a nivel nacional.

h. Homologar, adaptar o adoptar normas internacionales”.²

La normalización persigue fundamentalmente tres objetivos:

- Simplificación: se trata de reducir los modelos para quedarse únicamente con los más necesarios.
- Unificación: para permitir el intercambio a nivel internacional.
- Especificación: se persigue evitar errores de identificación creando un lenguaje claro y preciso.

Pruebas Eléctricas de Transformadores

Las pruebas que se realizan a transformadores según la NTE INEN se definen en tres tipos: Pruebas de rutina, prototipo y especiales.

- Prueba de rutina: Son el conjunto de pruebas que debe realizarse a cada transformador en forma individual estas pruebas son: Relación de transformación, potencial inducido, potencial aplicado, resistencia de aislamiento, porcentaje de corriente de excitación, porcentaje de impedancia, pérdidas en el cobre y hierro y nivel de rigidez dieléctrica del aceite aislante.
- Las pruebas Prototipo contemplan: La efectuada por el fabricante a un transformador representativo de una serie de aparatos de valores iguales e igual constitución, con el fin de demostrar el cumplimiento de las normas, estas son: Impulso por descarga atmosférica, prueba de calentamiento y medición de nivel de ruido.
- Las pruebas Especiales son opcionales, se solicitan además de las de rutina o prototipo, por ejemplo: FRA, Impedancia de secuencia positiva, negativa, cero entre otras.³

² http://www.inen.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=69&Itemid=29

Para la ejecución de las pruebas necesarias para la homologación se debe disponer de instalaciones que brinden todas las condiciones de seguridad y operación de equipos y personal; parte de estas condiciones estarán prescritas por la legislación laboral, códigos de práctica eléctrica etc.

Tómese en cuenta que el laboratorio será empleado para realizar experimentos, prácticas y trabajos de carácter técnico. Estos laboratorios deberán estar equipados con instrumentos de medida y equipos con los que se realizan comprobaciones o prácticas diversas.

Como parte de la infraestructura del laboratorio se tiene un conjunto de elementos como la puesta a tierra, las de protecciones; el espacio mínimo requerido y las distancias de seguridad; existen muchos criterios para el diseño y en lo posible tomaremos la legislación nacional como primera opción pero en la mayoría de partes de nuestro estudio deberemos optar por otros criterios como los establecidos por la IEEE.

- El sistema de puesta a tierra tiene como propósito mantener los potenciales en cero de todas las partes metálicas. El control de tensión también permite la reducción de riesgo de choque a las personas que puedan entrar en contacto con conductores vivos. También prevé camino para la corriente que permitirá la detección de una conexión no deseada entre los conductores del sistema, y que puede ayudar a la operación de dispositivos automáticos para eliminar la fuente de tensión de los conductores con dichas conexiones no deseadas a tierra.⁴
- Las protecciones eléctricas son un conjunto de elementos y técnicas que cuyo objetivo es proteger los sistemas eléctricos de cortocircuitos y sobrecargas aislando lo más rápido la porción afectada, para que el sistema eléctrico pueda seguir en operación y sean mínimos los daños ocurridos.⁵

³ Comité técnico, NTE 2111, INEN, año 2004, página 1

⁴ Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, IEEE Std 80-2000, Página 44

⁵ Enríquez Harper, Protección de Instalaciones eléctricas Industriales y Comerciales, segunda edición, página 158

- El espacio necesario para los ensayos es aquel que brinde el espacio necesario para el alojamiento de los equipos, operación y seguridad del personal la cual estará establecida por normas.

MARCO METODOLÓGICO

El enfoque del presente trabajo de investigación está basado en una metodología descriptiva, experimental, deductiva e inductiva.

Es descriptiva porque se deberá investigar toda la literatura posible, papers, tesis, libros etc. Se deberá conocer y entender las generalidades respecto a los transformadores y las pruebas de rutina que se realizan, normativas presentes en el territorio ecuatoriano, información sobre los fenómenos del alto voltaje, seguridad del personal, información de la cual generará datos para la investigación; en este estudio se seleccionarán una serie de cuestiones, que en un inicio buscan especificar las propiedades, las características y los perfiles importantes de los fenómenos en las pruebas de transformadores que se someten al análisis donde nos permite medir, evaluar o recolectar datos sobre diversos aspectos con el fin precisamente de describir el funcionamiento y características de un laboratorio de pruebas para transformadores.

La investigación también será experimental, se realizará en el lugar donde se presenta el problema (los transformadores y la necesidad de probarlos), se deberán hacer mediciones y observaciones de los diferentes parámetros físicos (potencias, corrientes, voltajes, resistencia del terreno, dimensiones de los equipos, etc.) que generarán datos para análisis para así establecer unas relaciones entre los objetivos del estudio y la realidad.

Con el método deductivo, se emplearán los datos obtenidos por los anteriores métodos para partir de lo general como son los principios universales (el estudio de las maquinas eléctricas, alta tensión, protecciones etc.) y se llegará a lo caso particular, que formará teorías, diseños, datos, características, etc., específicos del presente estudio. De lo general que es la teoría de transformadores se llegará a algo

particular que es determinar los requisitos para un lugar de ensayos que tendrán concordancia con los parámetros establecidos por las normas nacionales (NTE INEN).

Por ultimo habrá una metodología inductiva; de lo particular que es el presente estudio del laboratorio de pruebas se llega a algo general como la aplicación de pruebas de laboratorio a un conjunto de transformadores con tensiones y potencias diferentes, esto permitirá al personal que se encuentre operando el laboratorio probar los diferentes transformadores sin ninguna dificultad.⁶

⁶ José Cegarra Sánchez, Metodología de la investigación científica, editorial Díaz de Santos, año 2004, página 82

ESQUEMA DE CONTENIDOS

CAPÍTULO I

TÍTULO: PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

- 1.1 El transformador de distribución.
- 1.2 Partes principales del transformador de distribución.
- 1.3 Clasificación de los transformadores.
- 1.4 Pruebas eléctricas en transformadores.

CAPÍTULO II

TÍTULO: NORMAS VIGENTES DE PRUEBAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

- 2.1 Normativa del Instituto Ecuatoriano de Normalización para pruebas de transformadores.
- 2.2 Requisitos para la acreditación de un laboratorio de pruebas.
- 2.3 Requisitos de acuerdo a la demanda en transformadores de distribución.

CAPÍTULO III

TÍTULO: ESTUDIO Y DISEÑO DEL LABORATORIO DE PRUEBAS

- 3.1 Necesidades técnicas y de seguridad de un laboratorio de pruebas de transformadores.
- 3.2 Estudio de las condiciones iniciales del laboratorio de pruebas.
- 3.3 Diseño de laboratorio.
- 3.4 Manual de operación de pruebas.

CAPÍTULO IV

TITULO: ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN LABORATORIO DE PRUEBAS

4.1 Análisis de la demanda.

4.2 Estudio Económico.

4.3 Estudio Costo-Beneficio.

4.4 Indicadores y proyección de la demanda.

Conclusiones

Recomendaciones.

Bibliografía.

Glosario de Términos

Anexos.

RESUMEN

El documento que se muestra a continuación, presenta el posible diseño para el nuevo laboratorio de transformadores de la empresa R.V.R Transformadores, el mismo permitirá tener un documento base para la construcción de un laboratorio para ensayos de rutina de transformadores de hasta 500 kVA clase 25 kV que cumpla con las normativas nacionales NTE INEN 2 e internacionales como el estándar IEEE.

Para poder diseñar y operar un laboratorio de pruebas, como punto de partida se debe tener claros los principios de funcionamiento de la muestra a ensayar (el transformador), esto implica cálculos, materiales, pruebas aplicables, tipos etc., que en un inicio buscan especificar las características del laboratorio, para con ello tener una ligera idea del objetivo final.

Seguido a esto, se investigó los requisitos de la normativa nacional NTE INEN 2 con respecto a pruebas de rutina para de transformadores hasta 500 kVA clase, y a la vez realizó un estudio de la normativa legal y otros requisitos de la demanda con el fin de que el presente tema concordancia con la empresa en cuanto a sus objetivos del aseguramiento calidad y la satisfacción del cliente.

En función de cada ensayo requerido por la normativa se dimensionaron los equipos necesarios para obtener el óptimo aprovechamiento de los recursos económicos, técnicos y de seguridad.

La información sobre los niveles de voltaje y seguridad del personal, generaron datos para la investigación; en este estudio se seleccionarán una serie de cuestiones, que aportaron al criterio de las condiciones de seguridad del personal.

Teniendo claros los parámetros técnicos y de seguridad, se procedió con el dimensionamiento del espacio requerido para la ejecución de los ensayos, el diseño de la jaula de protección, la malla de tierra y el sistema de protecciones tomando en cuenta criterios como distancias mínimas de seguridad y facilidad para la operación,

voltajes y corriente tolerables, etc.

Con los datos obtenidos en los estudios previos se realiza un análisis técnico-económico, describiendo los costos referentes a la implementación del laboratorio y el beneficio que obtendrá la empresa gracias a la inversión; también se desarrolló un estudio de la capacidad máxima del laboratorio con el objetivo de poder proyectar la demanda.

CONTENIDO

| | |
|---|----|
| Capitulo I. PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN | 1 |
| 1.1 El transformador de distribución..... | 1 |
| 1.1.1 Fundamentos teóricos de los transformadores de distribución | 2 |
| 1.2 Partes principales del transformador de distribución | 27 |
| 1.2.1 Circuito magnético | 28 |
| 1.2.2 El circuito eléctrico (bobinas)..... | 34 |
| 1.2.3 El sistema de aislamiento | 37 |
| 1.2.4 Tanque y accesorios | 42 |
| 1.3 Clasificación de los Transformadores | 44 |
| 1.3.1 Por el número de Fases | 44 |
| 1.3.2 Por la operación..... | 61 |
| 1.3.3 Por su utilización..... | 62 |
| 1.3.4 De acuerdo al tipo de enfriamiento. | 64 |
| 1.4 Pruebas eléctricas en transformadores..... | 69 |
| 1.4.1 Medición de resistencia de los devanados | 70 |
| 1.4.2 Medición de la relación de transformación, verificación de la polaridad y desplazamiento angular. | 73 |
| 1.4.3 Medición de Perdidas | 83 |
| 1.4.4 Prueba de voltaje aplicado. | 89 |
| 1.4.5 Prueba de sobre voltaje inducido. | 92 |
| 1.4.6 Pruebas del aislamiento..... | 95 |
| 1.4.7 Rigidez dieléctrica del aceite | 98 |

| | | |
|---------------|---|-----|
| 1.4.8 | Análisis de la respuesta de barrido de frecuencia (Sfra) | 102 |
| Capitulo II. | NORMAS VIGENTES DE PRUEBAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN | 106 |
| 2.1 | Normativa del Instituto Ecuatoriano de Normalización para pruebas de transformadores..... | 106 |
| 2.1.1 | Norma Técnica Ecuatoriana (NTE) | 108 |
| 2.2 | Requisitos para la acreditación de un laboratorio de pruebas | 117 |
| 2.2.1 | Acreditación | 118 |
| 2.3 | Requisitos de acuerdo a la demanda en transformadores de distribución . | 122 |
| 2.3.1 | Normas Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.) | 123 |
| Capitulo III. | ESTUDIO Y DISEÑO DEL LABORATORIO DE PRUEBAS.... | 126 |
| 3.1 | Necesidades técnicas y de seguridad de un laboratorio de pruebas | 126 |
| 3.1.1 | Necesidades Técnicas..... | 126 |
| 3.1.2 | Necesidades de Seguridad..... | 142 |
| 3.2 | Estudio de las condiciones iniciales del laboratorio de pruebas..... | 150 |
| 3.3 | Diseño de laboratorio. | 151 |
| 3.3.1 | Jaula de Faraday | 151 |
| 3.3.2 | Sistema de Tierra..... | 155 |
| 3.3.3 | Protecciones | 210 |
| 3.4 | Manual de operación de pruebas | 220 |
| 3.4.1 | Procedimiento medición de la relación de transformación..... | 223 |
| 3.4.2 | Procedimiento de medición de la resistencia del aislamiento..... | 224 |
| 3.4.3 | Procedimiento para el ensayo de rigidez dieléctrica | 228 |
| 3.4.4 | Procedimiento para ensayo de medición de perdidas con carga y voltaje de cortocircuito..... | 231 |
| 3.4.5 | Procedimiento para ensayo de medición de pérdidas en vacío | 233 |
| 3.4.6 | Procedimiento – instructivo para la prueba de voltaje aplicado | 234 |

| | | |
|---|---|-----|
| 3.4.7 | Procedimiento de prueba de voltaje inducido | 238 |
| 3.4.8 | Protocolo de pruebas | 240 |
| Capitulo IV. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN LABORATORIO DE PRUEBAS | | 241 |
| 4.1 | Análisis de la demanda | 241 |
| 4.2 | Estudio Económico..... | 242 |
| 4.3 | Estudio Costo-Beneficio..... | 244 |
| 4.4 | Indicadores y proyección de la demanda. | 248 |
| CONCLUSIONES | | 253 |
| RECOMENDACIONES | | 256 |
| BIBLIOGRAFÍA | | 258 |
| GLOSARIO DE TÉRMINOS..... | | 261 |
| Anexos | | 268 |

Capítulo I. PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

1.1 El transformador de distribución

El Transformador o tafo abreviadamente (Fig. I-1) es una máquina eléctrica estática, la cual mediante inducción electromagnética, transfiere energía eléctrica de uno o más circuitos a uno o más circuitos, por medio de este fenómeno se permite aumentar o disminuir la tensión y corriente eléctrica alterna manteniendo frecuencia de entrada.

Particularmente los transformadores de distribución, aprovechando el fenómeno de transferencia de energía eléctrica, toman el voltaje de las líneas de transmisión de media tensión (13200/22860 V.) y lo transforma a voltajes bajos (110/220/480 V.) requeridos en los centros de consumo.

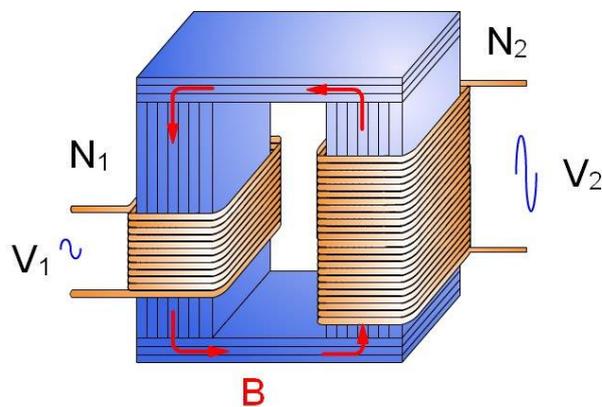


Fig. I-1 Transformador eléctrico monofásico

Fuente: <http://tecnoblogsanmartin.wordpress.com/category/tecnologia-3%C2%BA-e-s-o/unidad-4-energia-tecnologia-3%C2%BA-e-s-o/4-3-el-transformador/>

1.1.1 Fundamentos teóricos de los transformadores de distribución

El transformador basa su funcionamiento en la acción conjunta de fenómenos electromagnéticos.

La transferencia de la energía eléctrica se hace por medio por inducción electromagnética de un devanado a otro, dispuestos en el mismo circuito magnético, se realiza con excelente rendimiento gracias a las propiedades del circuito ya que el transformador es una máquina estática.

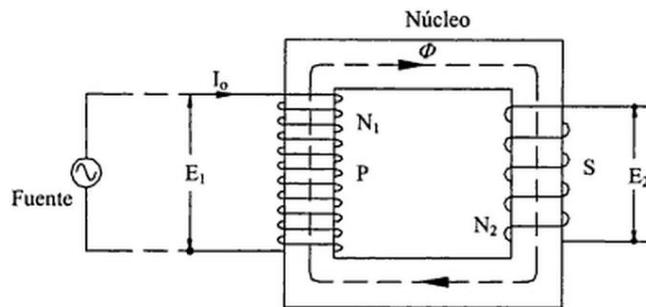


Fig. I-2 Representación de los flujos, voltajes y corrientes en un transformador.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

En la pierna del núcleo se encuentra envuelto un devanado continuo P y en el opuesto otro devanado continuo S que abrazan el núcleo (Fig. I-2), estos devanados bien pueden tener el mismo número de espiras o no. Una fuente suministra corriente alterna o pulsante al devanado primario P , en el que al estar montado sobre el núcleo, su f.e.m. produce un flujo alternativo ϕ en el mismo. Las espiras del devanado S abrazarán este flujo que al ser alternativo, induce en S una f.e.m. de la misma frecuencia que el flujo. Debido a esta f.e.m. inducida, el devanado secundario S es capaz de suministrar corriente y energía eléctrica, por lo tanto la energía, se transfiere del primario P al secundario S por medio del flujo magnético.

“El devanado P , que recibe la energía, se llama el primario. El devanado S , que suministra energía, se llama el secundario. En un transformador, cualquiera de los devanados puede hacer de primario, correspondiendo al otro hacer de secundario, lo que sólo depende de cuál de los dos es el que recibe la energía o el que la suministra

a la carga”.⁷

1.1.1.1 Fuerza electromotriz inducida en vacío

El flujo “ ϕ ” o flujo común o mutuo, al pasar por el circuito constituido por el núcleo de hierro, no sólo lo abraza las espiras del devanado secundario S , sino también las del primario P , y, por lo tanto, debe inducir una f.e.m. en ambos arrollamientos S y P . Como el flujo es el mismo, en cada uno de ellos debe inducir la misma f.e.m. por espira, y la f.e.m. total inducida en cada uno de los arrollamientos debe ser proporcional al número de espiras que lo componen; es decir:

Ecuación 1

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Siendo E_1 y E_2 las f.e.m. inducidas en el devanado primario y en el secundario, N_1 y N_2 los números de espiras en cada uno de ellos, respectivamente. En los transformadores ordinarios, la tensión en los terminales solamente difiere de la f.e.m. inducida en un porcentaje muy pequeño, de modo que para muchos casos prácticos puede decirse que las tensiones en terminales del primario y del secundario son proporcionales a sus respectivos números de espiras.

La f.e.m. inducida en un transformador es proporcional a tres factores: la frecuencia “ f ”, el número de espiras “ N ” y el flujo instantáneo máximo “ ϕ_m ”. La ecuación de la f.e.m. inducida, suponiendo que el flujo varía según una ley senoidal y puede deducirse de la siguiente manera:

⁷ Pérez Pedro Avelino, Transformadores de distribución, 3ª edición, año 2008, página.22

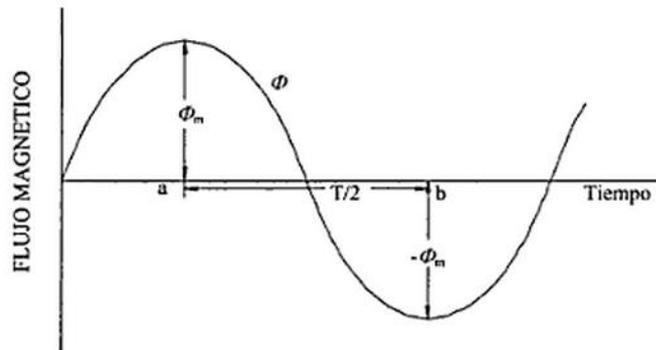


Fig. I-3 Variación senoidal del flujo respecto al tiempo

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

La figura (Fig. I-3) representa el flujo común ϕ , que varía según una ley senoidal en función del tiempo; entre los puntos a y b , la variación total del flujo es $2\phi_m$ Maxwell. Esta variación de flujo se produce durante un semiperíodo o en el tiempo $T/2$ segundos, siendo T el periodo o tiempo necesario para que la onda complete un ciclo. El tiempo $T/2$ es igual a $1/2 * f$ segundos.

La f.e.m. media inducida es igual a la variación total del flujo dividida por el tiempo. Es decir:

$$e = -N * \frac{2\phi_m}{T} * 10^{-8} \text{Volts}$$

$$= -N * \frac{2\phi_m}{\frac{1}{2f}} * 10^{-8} \text{Volts}$$

$$= -4 * N * f * \phi_m * 10^{-8} \text{Volts}$$

Teniendo en cuenta que en la senoidal la relación entre el valor eficaz y el valor medio es 1.11; entonces la f.e.m. eficaz inducida es:

Ecuación 2

$$E = 4.44 * N * f * \phi_m * 10^{-8} \text{Volts}$$

Habiéndose suprimido el signo negativo.

El factor $4,44$ es igual a 4 veces el factor de forma, que vale 1,11 para la curva senoidal. Si el flujo varía según una ley que no sea senoidal debe adaptarse al factor de la forma K_f , distinto de 1,11 de la Ecuación 2

La Ecuación 2 puede deducirse más rigurosamente de la siguiente manera:

$\phi = \phi_m * \text{sen } wt$ luego, de acuerdo a la ley de Faraday se tiene:

$e = -N \frac{d\phi}{dt} 10^{-8} = -N * \phi_m * w \cos wt (10^{-8}) \text{Volts}$, cuyo valor máximo es:

$E = N * \phi_m 10^{-8} = 2 * \pi * f * N * \phi_m * (10^{-8}) \text{Volts}$, y el valor eficaz queda como:

$$E = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} * f * N * \phi_m 10^{-8} = 4,44f * N * \phi_m * (10^{-8}) \text{Volts}$$

Si se emplea el sistema m.k.s. y ϕ, ϕ_m se expresan en Webber, entonces la Ecuación 2 se transforma en:

$$E = 4,44f * N * \phi_m * 10^{-8} \text{ volts.}$$

El flujo máximo es $\phi_m = B_m * A$ si B_m es la densidad de flujo máxima y A la sección transversal del núcleo, entonces la ecuación (2) puede escribirse:

Ecuación 3

$$E = 4,44f * N * B_m * A * 10^{-8} \text{ volts.}$$

Esta forma de cálculo suele ser la más conveniente, ya que los núcleos de los transformadores se proyectan partiendo de la densidad de flujo admisible.

La Ecuación 3 se le puede llamar la ecuación general del transformador; si nos referimos al devanado del primario, la tensión inducida es:

$$E_1 = 4,44f * N_1 * B_m * A * 10^{-8} \text{ volts.} \quad \text{Ec.(3a)}$$

Si nos referimos al devanado del secundario, la tensión inducida es:

$$E_2 = 4,44f * N_2 * B_m * A * 10^{-8} \text{ volts.} \quad \text{Ec.(3b)}$$

1.1.1.2 Relación de tensiones y corrientes de un transformador

Refiriéndonos a las ecuaciones 3a y 3b está claro que los voltios por vuelta es exactamente la misma para los devanados del primario y secundario porque se rigen con la misma ecuación $E = 4,44f * N * B_m * A * 10^{-8} \text{ volts}$. Esto significa que en cualquier transformador, las tensiones inducidas en el primario y secundario están relacionadas una de la otra por la relación del número de vueltas del primario y secundario, así que: ⁸

Ecuación 4

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

La Ecuación 4 puede ser derivada matemáticamente, dividiendo las ecuaciones 3a y 3b.

Los transformadores son relativamente eficientes porque las únicas pérdidas son aquellas que se producen en el material de los devanados (I^2R) y en el hierro (histéresis y corrientes de Eddy) ; de aquí que no hay pérdidas como resultado de la rotación, como están presentes en las máquinas rotatorias, siendo V_1 entrada de tensión del primario y si asumimos que la potencia de entrada al transformador es igual a la potencia de salida del transformador (eficiencia = 100%) y considerando que las caídas de tensión son insignificantes, entonces:

$$V_1 * I_1 * FP_1 = V_2 * I_2 * FP_2$$

⁸ Pérez Pedro Avelino, Transformadores de distribución, 3ª edición, año 2008, página.23

Esto es, generalmente cierto, si el factor de potencia FP_2 de la carga del secundario es prácticamente igual al FP_1 del primario, por esa razón:

$$E_1 * I_1 = E_2 * I_2, \text{ lo que demuestra que,}$$

Ecuación 5

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

Ecuación 6

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2}$$

Donde se concluye que la relación de tensiones $E_1:E_2$ y la relación de vueltas $N_1:N_2$ son proporcionales a la relación inversa de las corrientes $I_2:I_1$

1.1.1.3 Relación de transformación

La relación de vueltas del primario y el secundario $N_1:N_2$ las cuales equivalen a la relación de f.e.m. del primario y del secundario $E_1:E_2$, (la Ecuación 4), indica si la magnitud de la f.e.m. del primario ha bajado o subido. La relación de vueltas o la relación de tensiones inducidas son llamadas “**relación de transformación**”, y es representada por el símbolo “**a**” entonces: [2]

Ecuación 7

$$\alpha = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Porque la entrada de tensión del primario V_1 y la tensión de carga del secundario V_2 son casi iguales a sus tensiones inducidas respectivamente, la relación de las tensiones terminales $V_1:V_2$ es frecuentemente llamado la relación de transformación. La verdadera relación de transformación, Ecuación 7 es constante, mientras que la relación $V_1:V_2$ varía cerca del 1 al 8%, dependiendo de la carga y del factor de potencia.

Cuando la tensión del primario V_1 es reducida a una tensión del secundario V_2 , la relación de transformación es más grande que la unidad, si la tensión es elevada, la relación es menor que la unidad. En la práctica, como quiera que sea, es frecuente especificar la relación de transformación α como un número más grande que la unidad; esto es hecho por conveniencia, pero elimina la posibilidad de no entenderlo, es bueno agregar los términos "un paso adelante (step up) " o "un paso atrás (step down) " para cada caso respectivamente

Así que si se tiene una transformación de 13200 a 220 voltios se diría que se tiene una relación de transformación de 60:1, paso atrás; de 13200/66000 volts de transformación se diría que tiene una relación de 5:1 en paso adelante.

1.1.1.4 Corriente de vacío, de magnetización y de carga

1.1.1.4.1 Corriente de vacío.

La figura (Fig. I-4) representa un transformador con sus devanados del primario y secundario, las direcciones del flujo de las tensiones y de las corrientes están indicadas en la figura para el instante en que la terminal conductor superior primaria es positiva y la intensidad de la corriente aumenta.

Supongamos primero que el secundario no tiene carga alguna, en este caso circula una corriente muy pequeña I_0 en el primario, que suele ser del 1 al 3% de la corriente nominal del primario (I_p).

La corriente de vacío (I_0) del transformador conocida también como corriente de excitación, genera la f.m.m. que produce el flujo mutuo ϕ y compensa también las pérdidas del núcleo o pérdidas en vacío. I_0 Puede descomponerse en dos: I_m en fase con el flujo ϕ y que genera la f.m.m. que produce ϕ ; y la otra I_p^2 , en cuadratura con I_m ; I_0 tiene un retardo de casi 90° con respecto a la tensión V_1 en los terminales. También se tiene que, para todas las cargas ordinarias, la f.e.m. E_1 inducida en el primario por el flujo ϕ es casi igual en magnitud a la tensión en terminales del primario V_1 , y difiere de ella solo ligeramente, debido a la pequeña impedancia del

primario.

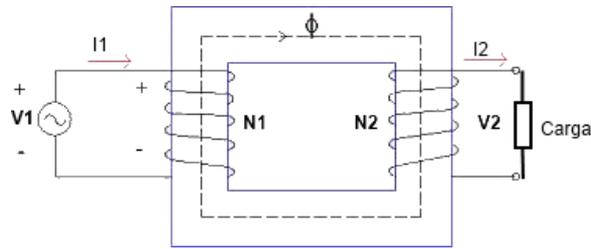


Fig. I-4 Transformador monofásico con carga en el secundario

Luego, como el valor de V_1 en R.M.S. es constante, la f.e.m. inducida E_1 debe ser casi nula. De la expresión (2) se deduce que, puesto que E_1 es casi constante, el flujo ϕ también es aproximadamente para todas las cargas normales y por lo tanto la f.m.m. que lo produce; lo mismo que las pérdidas en el hierro, deben ser prácticamente constantes. Así la corriente de excitación I_0 será aproximadamente constante para todas las cargas normales del transformador. Como se ha referido en el primer párrafo, I_0 es pequeña.

La f.e.m. inducida en el primario, E_1 es una f.c.e.m. que se opone a la corriente que entra en el primario y es análoga a la f.c.e.m. de un motor.

La corriente de magnetización I_m produce el flujo ϕ en el núcleo (Fig. I-5 y Fig. I-2) siendo su dirección, en el instante que se considera, la indicada en la figura (regla del sacacorchos).

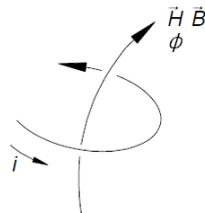


Fig. I-5 Campos y flujos creados por una corriente, regla de la mano derecha

“El valor de este flujo debe ser tal que la f.e.m. inducida en el primario sea prácticamente igual a la tensión en sus terminales. La figura (Fig. I-6) representa el

diagrama vectorial de un transformador en vacío.”⁹

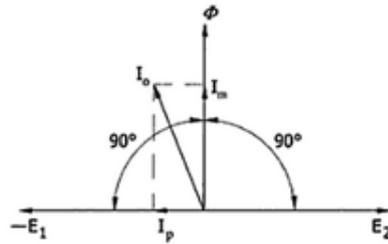


Fig. I-6 Diagrama vectorial del transformador en vacío.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez.

1.1.1.4.2 Corriente de Magnetización

La corriente de magnetización o Inrush es una condición transitoria que ocurre cuando se energiza un transformador.

El problema de esta corriente es que puede llegar a ser de 100 veces la corriente de vacío de régimen permanente del transformador, o del 5 al 8% de la corriente nominal, es mínimo si la fase instantánea es 0° y máxima si son 90° .

Debido al valor no nulo de la resistencia del devanado primario, la corriente transitoria de conexión se amortigua rápidamente al cabo de unos pocos ciclos, depende del factor de amortiguamiento del transformador.

Además, depende de la polaridad del último ciclo de la corriente alterna que recibiera en el momento de la desconexión anterior, pues si la polaridad de la conexión es la misma que la anterior desconexión, el flujo magnético remanente en el núcleo, al sumarse al flujo que produce la nueva conexión, puede llevar al núcleo a saturación, con lo que la corriente de "Inrush" puede ser muy fuerte.

⁹ Pérez Pedro Avelino, Transformadores de distribución, 3ª edición, año 2008, página.26

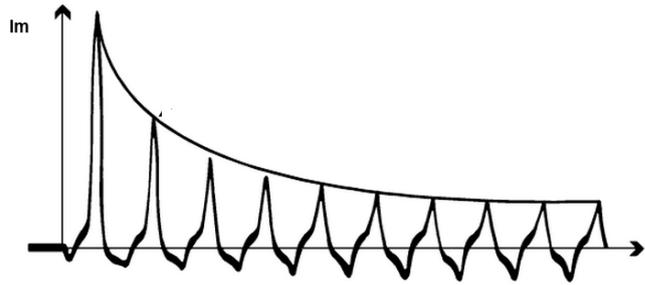


Fig. I-7 Pico de corriente de magnetización

La capacidad del transformador es uno de los factores que define en gran medida la duración y magnitud de la corriente Inrush. Generalizando se podría decir que constante de tiempo para este transitorio utilizado, es de 0.1 segundos para transformadores con capacidades menores a 100 kVA y arriba de 0.1 segundos para transformadores de mayor capacidad. Se ha observado que en transformadores de gran capacidad, la corriente inrush aún permanece después de 30 minutos de haberse energizado, lógicamente no con la misma intensidad que en el inicio.

1.1.1.4.3 Corriente de carga.

En el instante que se aplica una carga al secundario (Fig. I-4) empezará a circular una corriente I_2 en éste, cuya magnitud y desfase respecto a la tensión en las terminales de dicho secundario quedará determinada por las características de la carga; sin embargo, en cada instante, la dirección de la corriente en el secundario se opondrá a las variaciones del flujo, de acuerdo con la ley de Lenz, que establece que una “corriente inducida tiene siempre una dirección que se opone a la causa que lo produce”. En la figura se supone que la dirección del flujo es la de las agujas del reloj y que aumenta. Si la corriente en el secundario I_2 generase el flujo ϕ , según la regla del sacacorchos, penetraría por el terminal superior (Fig. I-4). Como I_2 se opone al flujo ϕ , debe realmente salir por dicho terminal. La corriente en el secundario I_2 entonces tiende a reducir el valor del flujo común en el núcleo. Como el flujo se reduce, la f.c.e.m. del primario se reduce también, lo que permite aún más corriente circulando por él, y así suministrando la energía requerida por el aumento de potencia debida a la carga aplicada al secundario y haciendo que el flujo adquiriera de nuevo un valor cercano al inicial. Esta es la cadena de reacciones que se

producen después de aplicar la una carga, que permiten al primario absorber de la línea de alimentación la energía requerida por el incremento de potencia exigida.

La variación de la f.c.e.m. en el primario al pasar de operación en vacío a operación en plena carga es aproximadamente de 1 o 2%. Como la f.c.e.m. es proporcional al flujo común ϕ , el valor de ϕ varía ligeramente dentro de los límites del trabajo del transformador, y por lo tanto, los amperes-vuelta netos que actúan en el núcleo permanecen estables. El aumento de amperes-vueltas debidos a la carga del secundario debe equilibrarse con los amperes-vuelta debidos al aumento de intensidad de corriente en el primario. Como el flujo se mantiene prácticamente constante y la corriente de excitación también.

“El efecto de un aumento cualquiera de los amperes-vuelta del primario, si no los equilibran igual número de amperes-vuelta del secundario, sería aumentar el flujo, lo que equivale a un aumento de la f.c.e.m. y a una tendencia del primario a alimentar la línea, lo que atenta contra la ley de la conservación de la energía”¹⁰.

La corriente de excitación " I_0 " es de pequeña intensidad y generalmente su desfaseamiento es considerable con respecto a la corriente total del primario, como se ve en la figura (Fig. I-13) Suele, despreciarse I_0 en comparación con la intensidad de la corriente total del primario.

Si se desprecia, los amperes-vuelta del primario y del secundario son iguales y opuestos, y:

$$N_1 I_1 \approx N_2 I_2,$$

por lo tanto

Ecuación 8

$$\frac{N_2}{N_1} \approx \frac{I_1}{I_2}$$

¹⁰ Pérez Pedro Avelino, Transformadores de distribución, 3ª edición, año 2008, página.28

Es decir, las intensidades de corriente en el primario y en el secundario son inversamente proporcionales a sus respectivos números de espiras.

La relación anterior puede deducirse también de la ley de conservación de la energía. Si las pérdidas en el transformador se desprecian en otras palabras el factor de potencia “FP” es uno,

$$V_1 I_1 \approx V_2 I_2$$

Ecuación 9

$$\frac{V_2}{V_1} \approx \frac{N_2}{N_1} \approx \frac{I_1}{I_2}$$

1.1.1.5 Reactancia de dispersión

Ya, sin duda, se ha visto que la acción de estas f.m.m. es favorable al paso de un flujo fuera más allá del núcleo. Esto se ve claramente en la figura (Fig. I-8a), donde hay líneas de inducción abrazadas por los devanados y cuyo conjunto constituye el *flujo común* ϕ . Además, se aprecian:

a) Líneas de inducción abrazadas sólo por el devanado primario. Su conjunto constituye el flujo de fuga ϕ_1 del primario con relación al secundario.

b) Líneas de inducción abrazadas solamente por el circuito secundario. Su conjunto constituye el flujo de fuga ϕ_2 del secundario con relación al primario.

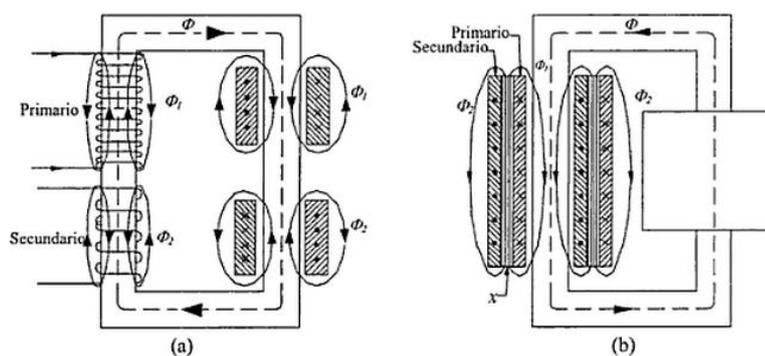


Fig. I-8 Flujo de dispersión en los transformadores

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez.

Las bobinas primaria y secundaria, a fin de reducir los flujos de fuga ϕ_1 y ϕ_2 , no están dispuestas sobre cada rama (o pierna) del núcleo diferentes. Suelen ser coaxiales. La figura (Fig. I-8b), representa las líneas de inducción del flujo del primario ϕ_1 (no abrazado por la bobina secundaria) y las líneas de inducción del flujo de fuga secundario (que se cierra en el interior del arrollamiento secundario y no induce f.e.m. en el primario).

Los flujos de dispersión tienen que concentrarse entonces dentro del espacio “X” (Fig. I-8b), comprendido entre los devanados, y cuanto más pequeño sea dicho espacio “X”, tanto menores serán los flujos y las reactancias de dispersión.

El mejor resultado en mantener la tensión adecuada en las líneas de alimentación cuanto menores sean las reactancias de dispersión; pero una función importante de la misma es limitar la corriente de cortocircuito, lo cual no sólo protege al propio transformador contra su destrucción durante el tiempo necesario para que funcionen las protecciones, sino que aminora también el servicio de ruptura de los disyuntores y la perturbación de tensión en el resto del sistema. Por consiguiente, en la práctica no se construyen los transformadores con la menor reactancia de dispersión posible, sino que, generalmente, tienen reactancia suficiente para limitar la corriente de cortocircuito (I_{cc}) que va de 7 a 25 veces la corriente (I_n) de plena carga.

1.1.1.5.1 Análisis vectorial de la reactancia de dispersión

Se supone una onda senoidal de corriente primaria que excita al transformador y en fase con ésta, una onda senoidal del flujo. En algún instante el flujo es cero y es incrementado a un valor máximo en una dirección positiva. Por eso la tensión inducida en la bobina puede ser máxima y puede, por la ley de Lenz, estar en una dirección negativa, así que se opondrá en un incremento en el flujo; en el punto a' sobre la onda de tensión representa la f.e.m. inducida en la bobina en el instante de tiempo a . En el tiempo b la relación de cambio de flujo es cero. Bajo esta condición la f.e.m. inducida será cero; en el punto b' sobre la onda de tensión representa la tensión en un tiempo b . En un tiempo c el flujo es nuevamente cero y se incrementa a un valor máximo, pero en dirección negativa. En este instante, la tensión inducida

en la bobina será máxima, pero, también por la ley de Lenz en una dirección positiva; el punto c' sobre la onda de tensión inducida representa la tensión en el tiempo c . Finalmente, en el tiempo d , el valor del cambio de flujo es de nuevo máximo. Nuevamente la f.e.m. inducida será cero en el punto d' sobre la onda de tensión que representa la tensión en el tiempo d .

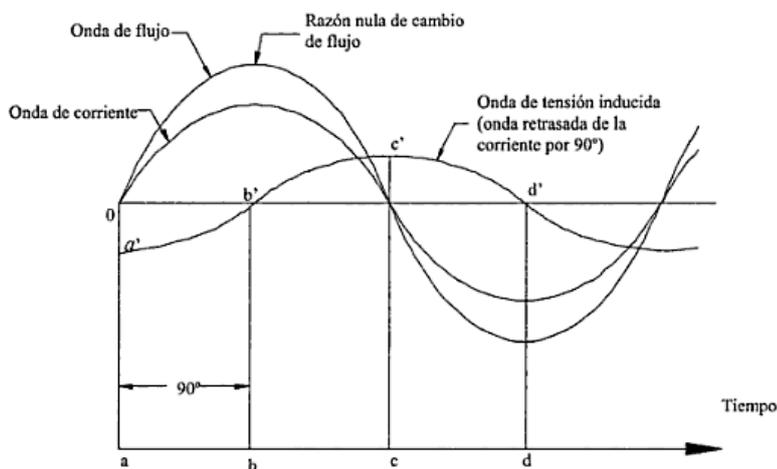


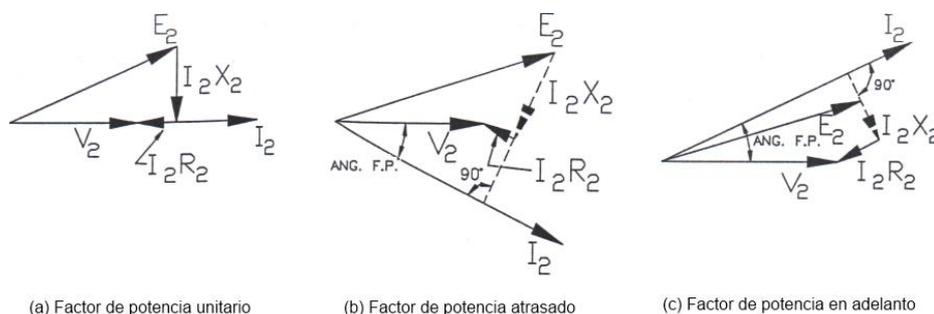
Fig. I-9. Ondas senoidales de corriente, flujo y la resultante de la tensión inducida en los conductores de la bobina.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

Asumiendo en seguida que la corriente secundaria crea un flujo de dispersión, y luego un flujo que está en fase con la corriente que se eslabona en sus propias vueltas pero no con el devanado primario. Puesto que este flujo está variando senoidalmente, será inducida una tensión senoidal, entonces, como previamente se explicó, atrasará el flujo de dispersión (o corriente) que lo crea por 90 grados eléctricos; este valor efectivo por lo tanto reaccionará con la f.e.m. inducida E_2 e intenta cambiar la tensión terminal V_2 . En otras palabras en el devanado secundario, la base de la salida de potencia del transformador, debe desarrollar una f.e.m. inducida que no solamente alimentará una terminal de tensión V_2 para la carga, sino además, debe cuidarse de dos caídas de tensión internas, nombradas, caídas de tensión de la resistencia, la caída I_2R_2 - y la caída de tensión por la reactancia de dispersión, la caída I_2X_2 que resulta de la presencia del flujo de dispersión. Los tres componentes de la tensión del

secundario V_2 , I_2R_2 y I_2X_2 son, por definición adicionados vectorialmente al rendimiento de la f.e.m. secundaria desarrollada, aunque, dependiendo de la magnitud y característica del factor de potencia de la carga (atrasado o adelantado), la caída por reactancia de dispersión puede intentar reducir o aumentar la tensión terminal.

En la figura (Fig. I-10) se presenta la tensión V_2 como resultado, después de la caída de tensión por reactancia de dispersión I_2X_2 y la caída de tensión por la resistencia I_2R_2 éstas substraídas vectorialmente de la f.e.m. inducida E_2 para los tres tipos de factor de potencia de la carga.

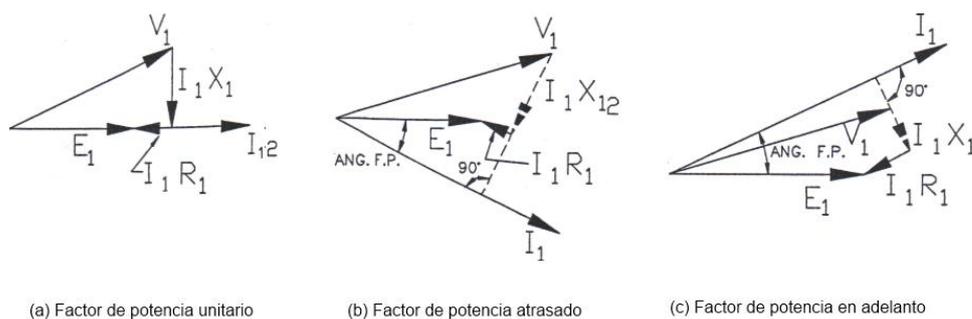


(a) Factor de potencia unitario (b) Factor de potencia atrasado (c) Factor de potencia en adelanto

Fig. I-10 Los diagramas vectoriales muestran como las caídas por resistencia y reactancia de dispersión son substraídos de las tensiones inducidas secundarias o cede a la terminal una tensión secundaria.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez.

Si el mismo razonamiento es explicado al lado primario del transformador, debe ser claro que E_1 resulta solo después de la caída por resistencia I_1R_1 y la caída por reactancia de dispersión I_1X_1 sumadas vectorialmente de V_1 . Esto es mostrado en la figura (Fig. I-11), para factor de potencia unitario, atrasado y adelantado.



(a) Factor de potencia unitario (b) Factor de potencia atrasado (c) Factor de potencia en adelanto

Fig. I-11 Los diagramas vectoriales muestran como las caídas por resistencia y reactancia de dispersión son substraídas de las tensiones primarias, impresas en la tensión inducida producida.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

1.1.1.6 Diagrama vectorial de un transformador

Se dice que un transformador opera a plena carga cuando su circuito secundario se cierra con cierta carga Z . La carga conectada puede crear un factor de potencia unitario, en adelante o en retraso.

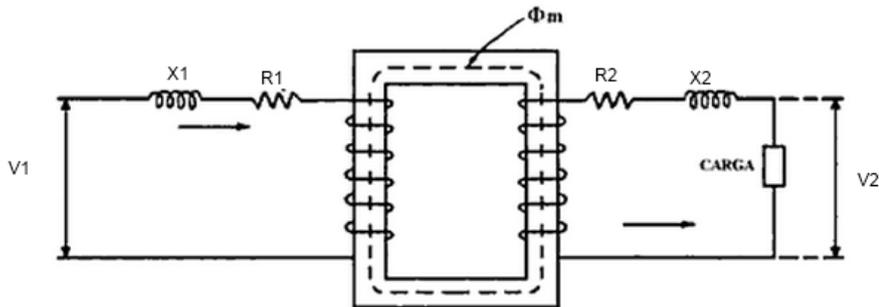


Fig. I-12 Diagrama de transformador con carga

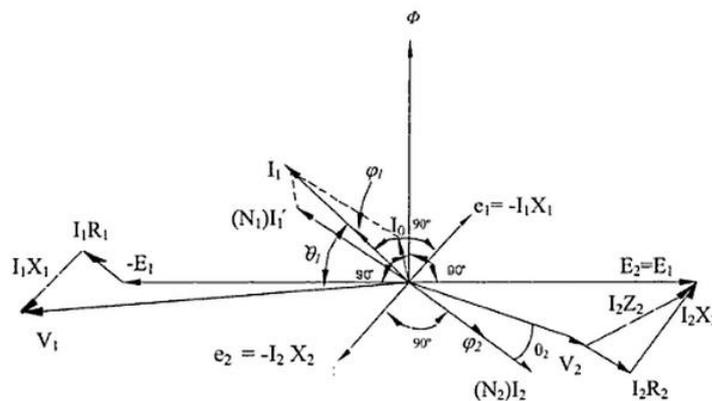


Fig. I-13 Diagrama vectorial del transformador a plena carga con factor de potencia en retraso

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez.

Dónde:

V_2 es el voltaje en el secundario, como se tiene carga instalada, circula una corriente I_2 que origina caídas de voltaje I_2R_2 y I_2X_2 debidas a la resistencia y la reactancia del secundario, estas caídas sumadas al voltaje V_2 dan como resultante el voltaje E_2 , la corriente I_2 se encuentra en desfase con V_2 en un ángulo θ_2 y es el ángulo que representa el factor de potencia de la carga.

Para obtener el voltaje del primario desfasamos 180° a E_2 y se obtendrá el vector E_1 que va a ser una de las componentes, además la corriente I_p tendrá como magnitud I_2/a desfasado 180° de I_2 y I_0 , esta corriente primaria I_1 da origen a las caídas de tensión I_1R_1 y I_1X_1 que sumadas al vector $-E_1$ nos dará el voltaje en V_1 .

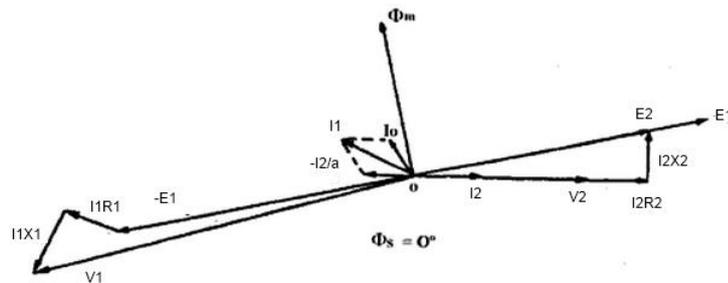


Fig. I-14 Diagrama vectorial del transformador a plena carga con factor de potencia unitario

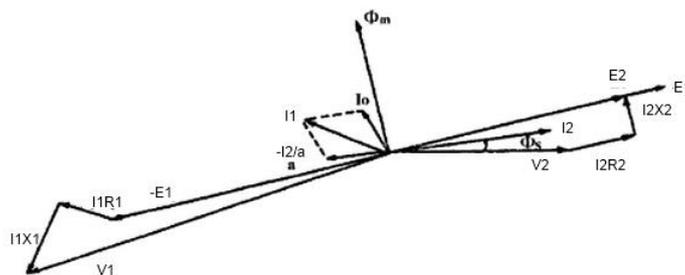


Fig. I-15 Diagrama vectorial del transformador a plena carga con factor de potencia en adelanto

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez.

Para mayor facilidad supongamos un número igual de vueltas en el devanado primario y secundario, así que $E_1 = E_2$. Ambos E_1 y E_2 atrasados por el flujo 90° , como se representa en la figura (Fig. I-13), y $-E_1$ representa la tensión a través del primario del transformador ideal (la tensión es igual en magnitud pero opuesto a la f.e.m., de aquí el signo negativo).

Para este caso la carga tiene un factor de potencia atrasado; consecuentemente, en la figura (Fig. I-13), I_2 ha sido trazado con un retraso de 45° con respecto a E_2 , entonces:

I_2R_2 Caída de tensión debido a la resistencia del secundario.

I_2X_2 Caída de tensión debido a la reactancia de dispersión del secundario y

$I_2 Z_2$ Caída de tensión debido a la impedancia del secundario

La tensión en el terminal del secundario V_2 es la diferencia vectorial de E_2 y $I_2 Z_2$; en otras palabras la suma vectorial de V_2 e $I_2 Z_2$ es E_2 , y la derivación de la representación vectorial de V_2 es evidente para la figura (Fig. I-13) El factor de potencia de la carga es θ_2 , donde θ_2 es la diferencia de fase entre V_2 e I_2 .

I_1' representa la componente de la corriente primaria para neutralizar el efecto de desmagnetización de la corriente secundaria y es trazado igual y opuesto a I_2 . I_0 es la corriente en vacío del transformador. La suma vectorial de I_1' e I_0 da la corriente total I_1 tomada de la fuente.

1.1.1.7 Resistencia, reactancia e impedancia equivalente

Cuando los cálculos de la regulación son hechos para los transformadores, es conveniente combinar las caídas por resistencia y reactancia que actúan en los lados primario y secundario dentro de un solo valor de $I * R$ y un solo valor de $I * X$. Obviamente, esto no puede ser una simple condición numérica para cada componente, porque un par de caídas de tensión ocurre cuando las tensiones son altas y otro ocurre cuando las tensiones son bajas. Un método simplificado para calcular es, hacer uso de la idea de que un transformador tiene una relación de transformación "a", que puede ser convertido a un transformador equivalente teniendo una relación de 1:1. Cuando esta conversión es hecha, las caídas $I * R$ primarias y secundarias pueden ser adicionadas directamente y también las caídas $I * X$ primarias y secundarias pueden ser adicionadas directamente.

Considerando la figura (Fig. I-16a), la cual combina los diagramas vectoriales de las figuras (Fig. I-10 b) y (Fig. I-11b) dentro de un solo diagrama, pero el cual también reduce las tensiones primarias dividiendo a ellos por "a" (un transformador reductor se toma por conveniencia). Una división convierte los valores primarios dentro de los términos secundarios y es considerando el transformador equivalente teniendo una relación de transformación de 1:1. El siguiente paso es alterar el arreglo de varias tensiones, pero no los valores iniciales y finales. Esto es hecho en la figura (Fig. I-16

b). Luego entonces, puesto que $I_1 = \frac{I_2}{a}$, es posible hacer las siguientes sustituciones:

$$(I_2 R_2) + \left(\frac{I_1 R_1}{a}\right) = (I_2 R_2) + \left(\frac{I_2}{a} * \frac{R_1}{a}\right) = I_2 \left(R_2 + \frac{R_1}{a^2}\right)$$

Y

$$(I_2 X_2) + \left(\frac{I_1 X_1}{a}\right) = (I_2 X_2) + \left(\frac{I_2}{a} * \frac{X_1}{a}\right) = I_2 \left(X_2 + \frac{X_1}{a^2}\right)$$

Los valores óhmicos en los paréntesis finales de las anteriores ecuaciones son llamadas la resistencia equivalente R_e y la reactancia equivalente X_e en términos del lado secundario, luego entonces:

| | | | |
|--------------------|-------------------------------|---|----------------------------|
| Ecuación 10 | $R_e = R_2 + \frac{R_1}{a^2}$ | } | En términos del secundario |
| Ecuación 11 | $X_e = X_2 + \frac{X_1}{a^2}$ | | |

Este análisis nos lleva a simplificar el diagrama vectorial de la figura (Fig. I-16c). Note que esta combinación de caídas por resistencia y reactancia en un diagrama vectorial pueden hacer de ese modo más fácil los cálculos de regulación.

En la misma forma, es posible mostrar que la resistencia equivalente R_e y la reactancia equivalente X_e pueden ser expresadas en términos del lado primario como a continuación se muestra.

| | | | |
|--------------------|-----------------------|---|--------------------------|
| Ecuación 12 | $R_e = a^2 R_2 + R_1$ | } | En términos del primario |
| | y | | |
| Ecuación 13 | $X_e = a^2 X_2 + X_1$ | | |

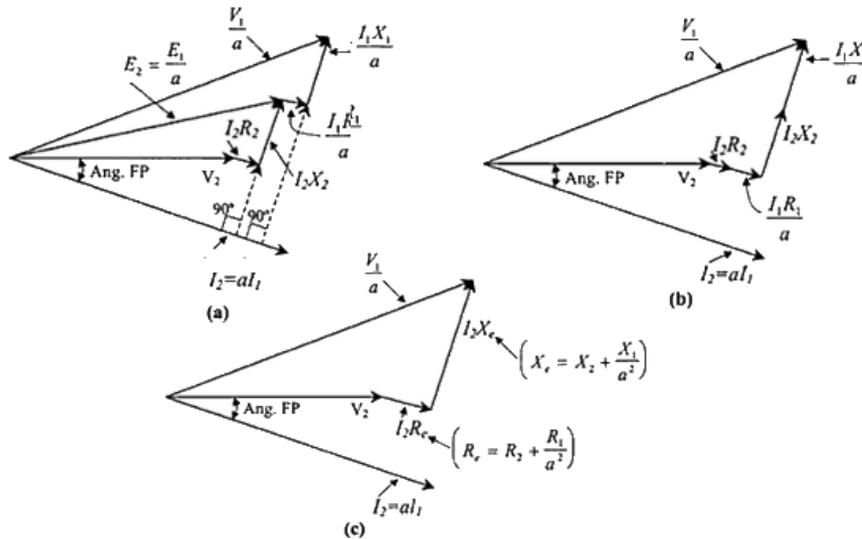


Fig. I-16 Diagramas vectoriales para factor de potencia de la carga atrasada, presentando como el diagrama complejo se puede grandemente simplificar por el uso de los equivalentes de resistencia y reactancia.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez.

Subsecuentemente se mostrará como los valores equivalentes de R y X pueden ser determinados por el desarrollo de una prueba simple.

Puesto que la resistencia y la reactancia tienen propiedades que están representadas 90° a parte ellos se suman vectorialmente en base a la relación de las partes individuales de un triángulo rectángulo para formar la hipotenusa como resultante. En términos generalmente usados para la suma vectorial de R y X, es la impedancia Z.

Para el transformador se tiene:

Ecuación 14

$$Z_e = \sqrt{R_e^2 + X_e^2}$$

Donde Z_e = impedancia equivalente del transformador.

La Ecuación 14 será dada en términos del secundario si R_e y X_e son calculadas por la Ecuación 10 y Ecuación 11; la Ecuación 14 será dada en términos del primario si R_e y X_e son calculadas por la Ecuación 12 y Ecuación 13. [2]

1.1.1.8 Circuito equivalente de un transformador

Un transformador puede ser considerado como transformador ideal, esto implica que no tiene pérdidas ni flujo de dispersión y un núcleo ferromagnético de permeabilidad infinita sin corriente de magnetización, las imperfecciones del transformador real las representamos por medio de un circuito adicional o impedancias insertadas entre la fuente y el devanado primario y entre el secundario y la carga. Así, en la figura (Fig. I-17) R_1 y R_2 son resistencias iguales para las resistencias del devanado primario y secundario del transformador real. Similarmente, las reactancias inductivas X_1 y X_2 representan las reactancias de los devanados debido al flujo de dispersión en el transformador real.

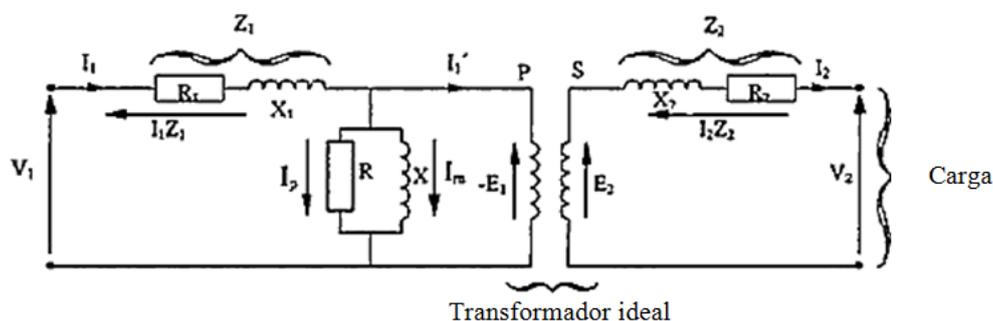


Fig. I-17 Circuito equivalente de un transformador.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

La reactancia inductiva X es tal que toma una corriente igual a la corriente de magnetización I_m del transformador real. Las pérdidas del núcleo debido a la histéresis y a las corrientes de Eddy son representados por un resistor R de valor tal que toma una I_p igual a la componente de pérdidas del núcleo de la corriente primaria, por tanto, $I_p^2 R$ es igual a las pérdidas del núcleo del transformador real. La

resultante de I_m , e I_p es I_0 , sabiendo que la corriente es la que toma el transformador en vacío. El diagrama vectorial del circuito equivalente en vacío es exactamente el mismo que se da en la figura (Fig. I-6). [2]

1.1.1.9 Circuito equivalente aproximado de un transformador

Puesto que la corriente en vacío de un transformador de distribución es solamente de 1 a 3 por ciento de la corriente primaria a plena carga, se puede omitir el circuito paralelo R y X en la figura (Fig. I-17), sin la introducción de un error apreciable cuando estamos considerando el comportamiento del transformador a plena carga; así, se tiene el circuito equivalente simplificado en la figura (Fig. I-18).

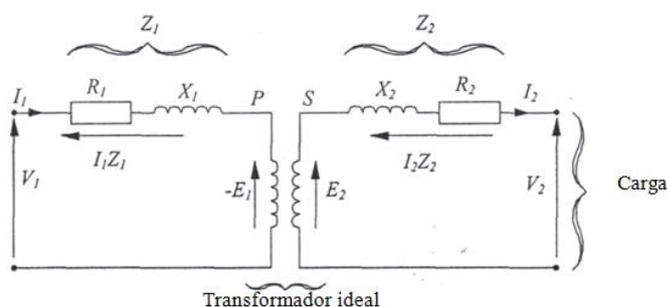


Fig. I-18 Circuito equivalente aproximado de un transformador.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

1.1.1.10 Simplificación del circuito equivalente aproximado de un transformador

Es posible reemplazar la resistencia R_2 del secundario de la figura (Fig. I-18) para insertar la resistencia adicional R_2' en el circuito primario, de tal forma, que la potencia absorbida en R_2' cuando esté llevando la corriente primaria sea igual que en R_2 debido a la corriente secundaria, por tanto se tiene:

$$I_1^2 R_2' = I_2^2 R_2$$

Luego entonces

$$R_2' = R_2 \left(\frac{I_2}{I_1}\right)^2 \approx R_2 \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2$$

De aquí si R_e es una resistencia única en el circuito equivalente primario para las resistencias primaria y secundaria del transformador real, entonces:

Ecuación 15

$$R_e = R_1 + R_2' = R_1 + R_2 \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2$$

Similarmente, puesto que la inductancia de una bobina es proporcional al cuadrado del número de vueltas, la reactancia de dispersión secundaria X_2 puede ser remplazada por la reactancia equivalente X_2' en el circuito primario, luego entonces:

$$X_2' = X_2 \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \approx X_2 \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2$$

Si X_e es la reactancia única en el circuito equivalente primario para X_1 y X_2 del transformador real,

Ecuación 16

$$X_e = +X_2' = X_1 + X_2 \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2$$

Si Z_e es la impedancia equivalente de los devanados primarios y secundarios referidos al circuito primario,

Ecuación 17

$$Z_e = \sqrt{R_e^2 + X_e^2}$$

Si θ_e es la diferencia de fase entre I_1 y $I_1 Z_e'$ entonces:

$$R_e = Z_e \cos \theta_e \quad \text{Y} \quad X_e = Z_e \sin \theta_e$$

El circuito equivalente simplificado está dado en la figura (Fig. I-19) y en la figura (Fig. I-20a) está representado el diagrama vectorial correspondiente. [2]

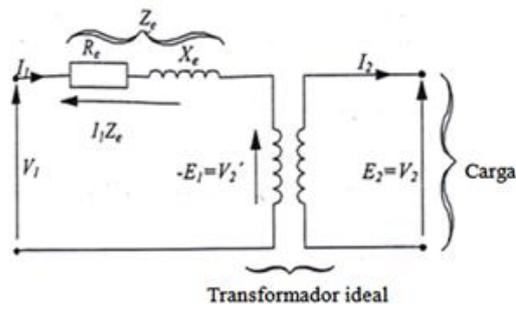


Fig. I-19 Circuito equivalente simplificado de un transformador.

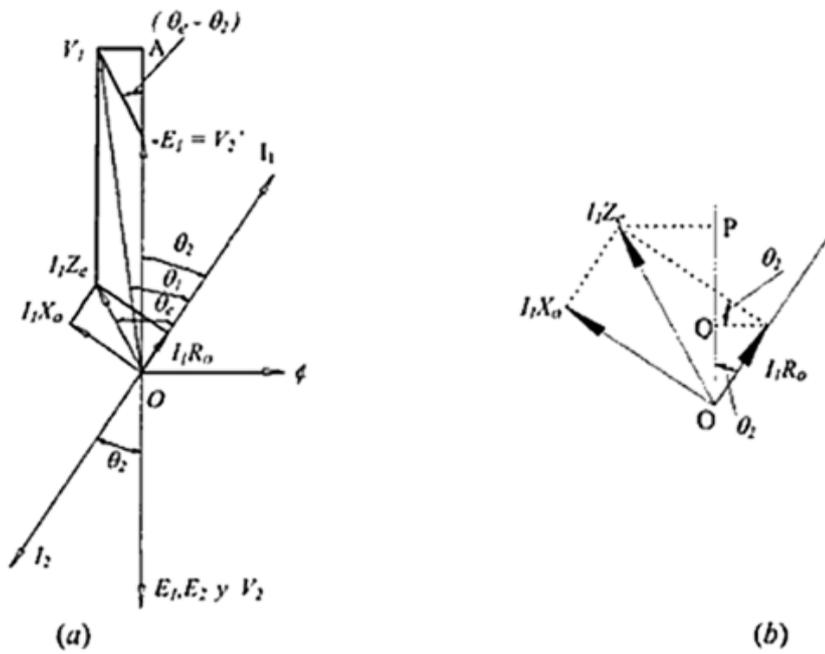


Fig. I-20 Diagrama vectorial de la figura Fig. I-19

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

1.1.1.11 Identificación de fases y polaridad en un transformador

La identificación de fases es el proceso mediante el cual se identifican los terminales individuales que constituyen los devanados de cada una de las bobinas del transformador.

La figura (Fig. I-21) muestra un transformador de varias bobinas con dos

arrollamientos de alta tensión y dos arrollamientos de baja tensión. Las bobinas de alta tensión (que tienen muchas espiras) por norma están codificadas con la letra "H" para designar sus terminales. Los terminales de baja tensión están designados por la letra "X".

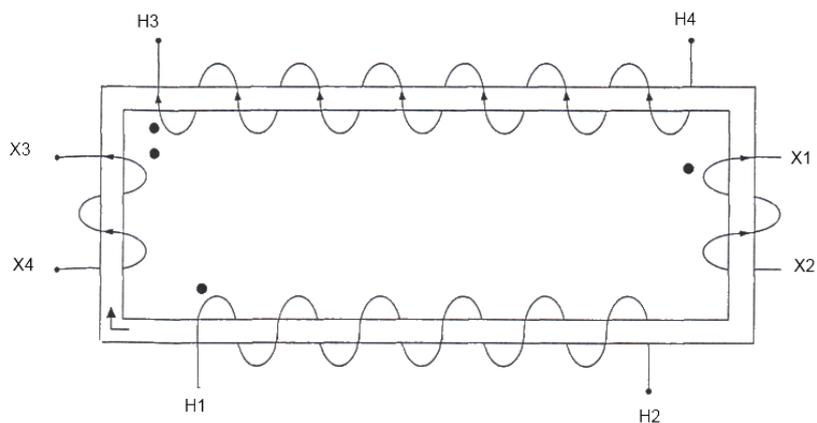


Fig. I-21. Determinación de la polaridad de los transformadores usando la convención de puntos.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

La polaridad determina el desplazamiento angular expresado en grados entre el vector que representa la tensión de línea a neutro de una fase de A.T. y el vector que representa la tensión de línea a neutro en la fase correspondiente en B.T.

La polaridad de un transformador es simplemente cuestión de disposición de los terminales, y puede cambiarse permutando los conductores de alta o de baja tensión dentro del tanque. Las señales para indicar la polaridad son útiles cuando se conectan transformadores en bancos trifásicos.

El ensayo de polaridad se realiza de manera que los terminales individuales de los devanados de bobinas independientes de un transformador pueden ser marcados o codificados de manera que se identifiquen los terminales que tengan igual polaridad relativa instantánea. Considerando, primero la polaridad y luego las técnicas de identificación de fases.

Los tipos de polaridad son:

- **Adictiva:** Cuando sus bornes sean de polaridad opuesta.
- **Sustractiva:** Cuando sus bornes homólogos tengan igual polaridad

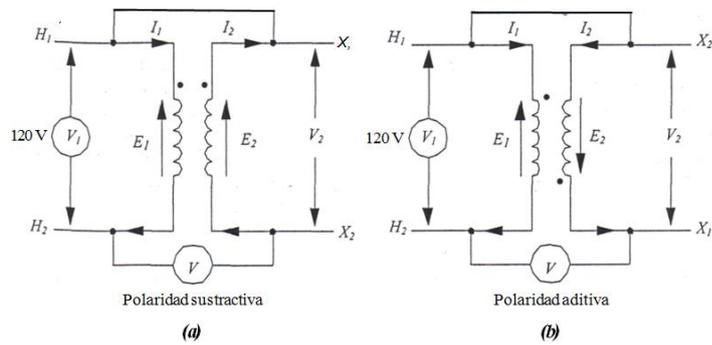


Fig. I-22. Polaridad e identificación de los terminales en transformadores.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

1.2 Partes principales del transformador de distribución

Para hacer este proceso de inducción de energía eficiente, se necesita de partes que desempeñan diferentes funciones, las principales que componen un transformador de distribución se clasifican en cuatro grupos, los cuales comprenden:

1. Circuito magnético (núcleo)
2. Circuito eléctrico (bobinas o devanados)
3. Sistema de aislamiento (papel, cartón, aceite dieléctrico, porcelanas)
4. Tanque, herrajes y accesorios.



Fig. I-23 Transformador de distribución

Fuente: R.V.R. Transformadores

1.2.1 Circuito magnético

El circuito magnético o núcleo (Fig. I-24) es el componente del transformador que servirá para conducir el flujo magnético generado, el cual concatenará magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador.

El circuito magnético bien podría ser el aire, pero se utiliza hierro con el fin de reducir la reluctancia del circuito del flujo, de manera que para inducir, éste requiera tan poca corriente como sea posible. Los núcleos de transformadores de distribución no se fabrican en una sola pieza sólida, sino en laminaciones o chapas de hierro aisladas entre sí, esto para atenuar las corrientes de EDDY (corrientes parasitas que se forman cuando un campo magnético pasa a través de un conductor), si el núcleo se lo realizara en un solo bloque, este actuaría como si fuera una vuelta en corto circuito, permitiendo en él una corriente circulante y causando así pérdidas más altas por el efecto joule.

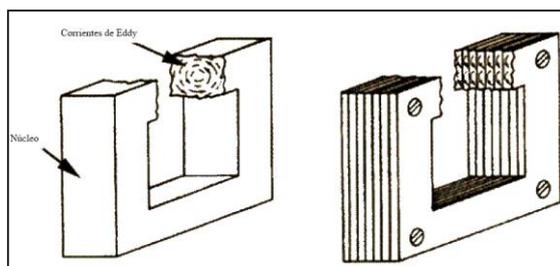


Fig. I-24 Comparación entre núcleo sólido y núcleo laminado

El aislamiento se debe dar entre láminas y esto se consigue con barnices especiales, papel de seda, oxidando las chapas con chorros de vapor, o por medio de materiales inorgánicos como por ejemplo el carlite; estas técnicas se aplican en el proceso final de producción del núcleo.

En el mercado existe cierta variedad de materiales para la fabricación del núcleo de un transformador, y los más empleados son:

Acero al silicio de grano orientado (CGO)

- M5
- M4
- M3

HI- B (Control de orientación de cristales)

- MOH

Laser – Scribed (Dominio Refinado)

- ZDKH
- Trancor-H

Metal Amorfo

- SA1
- AMDT

Uno de los materiales más comunes en la fabricación de núcleos de transformadores de distribución por su relación costo beneficio es el acero al silicio M4; estas laminaciones de acero tienen pequeños porcentajes de silicio, al 4% para el caso del M4, esto conlleva a tener pérdidas relativamente bajas por efecto de histéresis y corrientes circulantes.

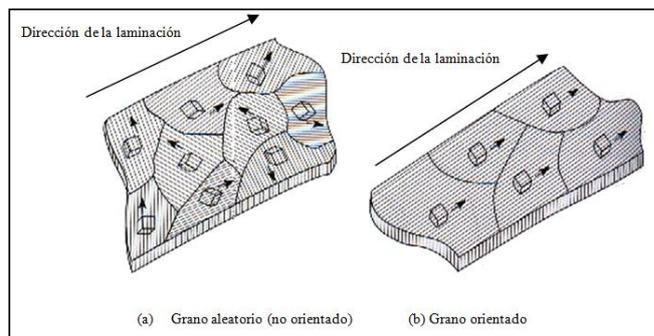


Fig. I-25 Gráfico ilustrativo de la orientación de los cristales o granos

Fuente: Introducción a la Ciencia de Materiales para Ingenieros (James F. Shackelford, cuarta edición).

La Histéresis es un fenómeno que se produce en un material ferromagnético, sobre el cual ha estado actuando un campo magnético y cesa la aplicación de éste sobre el material, el magnetismo no se anula completamente, sino que permanece un cierto magnetismo residual.

Para eliminar este magnetismo será necesaria la aplicación de un campo contrario al inicial y por lo general los materiales tienen una cierta inercia a cambiar su campo magnético.

La figura (Fig. I-26) representa el llamado CICLO DE HISTÉRESIS de un determinado material magnético. Una bobina crea sobre dicho material magnético una intensidad de campo H , el cual induce en ese material magnético una inducción (valga la redundancia) de valor B .

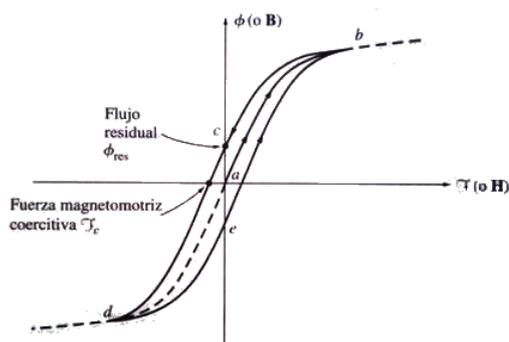


Fig. I-26 Ciclo de histéresis

Así, a una intensidad de campo H_0 le corresponderá una inducción de valor B_0 .

Si ahora aumenta H (aumentando la corriente que circula por la bobina) hasta un valor H_1 , B también aumentará hasta B_1 .

Pero si ahora restituimos H a su valor inicial H_0 , B no vuelve a B_0 , sino que toma un valor diferente B_2 . (Obsérvese que el camino "a la ida" es distinto que "a la vuelta" lo que implica que para restituir la inducción en el núcleo a su primitivo valor, es preciso aplicar una corriente suplementaria de signo opuesto).

“Al aplicar un voltaje alterno en la bobina, la fuerza magneto motriz alterna produce que el dominio magnético sea reorientado a lo largo de los ejes de magnetización, este movimiento molecular produce calor y entre más duro sea el acero mayor calor producirá”¹¹

¹¹ Enríquez Harper, Transformadores y Motores de inducción, 4ª edición, año 2005, página 32

La mayor parte del material de laminación es laminado en frío (Fig. I-25) y especialmente recocido para orientar los granos o cristales de hierro a fin de que se obtengan permeabilidad muy alta y baja histéresis al flujo en el sentido del laminado.

En la Tabla I-1 se citan las características de las aleaciones del acero al silicio de grano orientado (CGO Conventional Grain-Oriented):

Tabla I-1 Pérdidas unitarias en acero al silicio a 60 y 50 Hz.

| GRADO DE ORIENTACIÓN | Espesor Pulg. mm | 60 Hz | | | | 50 Hz | | | |
|----------------------|---------------------|--------------|----------|--------------|-----------|--------------|-----------|--------------|----------|
| | | WATTS POR Lb | | WATTS POR kg | | WATTS POR Lb | | WATTS POR kg | |
| | | 15 kGauss | 17kGauss | 15 kGauss | 17 kGauss | 15 kGauss | 17 kGauss | 15kGauss | 17kGauss |
| M-2 | 0,007 0,18 | 0,42 | - | 0,93 | - | 0,32 | - | 0,70 | - |
| M-3 | 0,009 0,23 | 0,46 | - | 1,01 | - | 0,35 | - | 0,77 | - |
| M-4 | 0,011 0,28 | 0,51 | 0,74 | 1,12 | 1,63 | 0,39 | 0,56 | 0,85 | 1,24 |
| M-6 | 0,014 0,35 | 0,66 | 0,94 | 1,46 | 2,07 | 0,50 | 0,71 | 1,11 | 1,57 |

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

Este conjunto de laminaciones estarán acomodadas de tal forma que el fabricante encuentre una relación entre practicidad en el ensamble y eficiencia del transformador.

-Disposición de las laminaciones del núcleo:

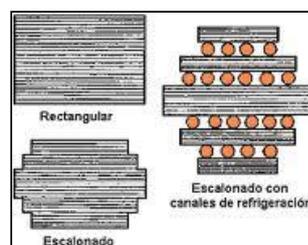
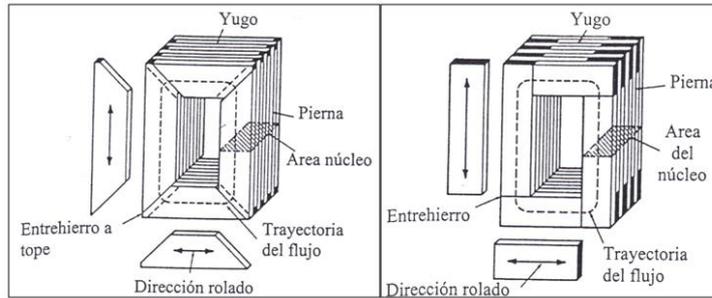


Fig. I-27 Formas de constructivas del núcleo apilado

Hay muchos modos de formar los grupos de laminaciones semejantes al mostrado en la figura (Fig. I-27), cualquiera que sea esta implica: eficiencia, tipo de aplicación donde se va a instalar el transformador y costo de manejo del material que es una fracción importante del costo del transformador, las disposiciones más los más

comunes son:

- a) **Tipo núcleo o de columnas.** Existen distintos tipos de núcleos tipo columna, que está caracterizado por la posición relativa de las columnas y de los yugos

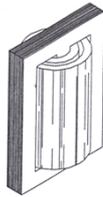


- a) Láminas con corte a 45° b) Láminas con corte a 90°

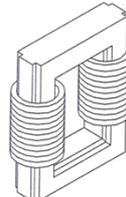
Fig. I-28 Núcleo monofásico tipo columna

- b) **Tipo acorazado.**

Este tipo de núcleo tiene la ventaja con respecto al llamado tipo columna de reducir la dispersión magnética, su uso es más común en los transformadores monofásicos. En el núcleo acorazado, los devanados se localizan sobre la columna central, y cuando se trata de transformadores pequeños, las laminaciones se hacen en troqueles. Las formas de construcción pueden ser distintas y varían de acuerdo con la potencia.



a) Núcleo acorazado.



b) Núcleo Columna.

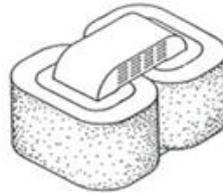


Fig. I-29 Diferencias entre disposiciones de núcleos

Fuente: Transformadores de distribución, Pedro Pérez

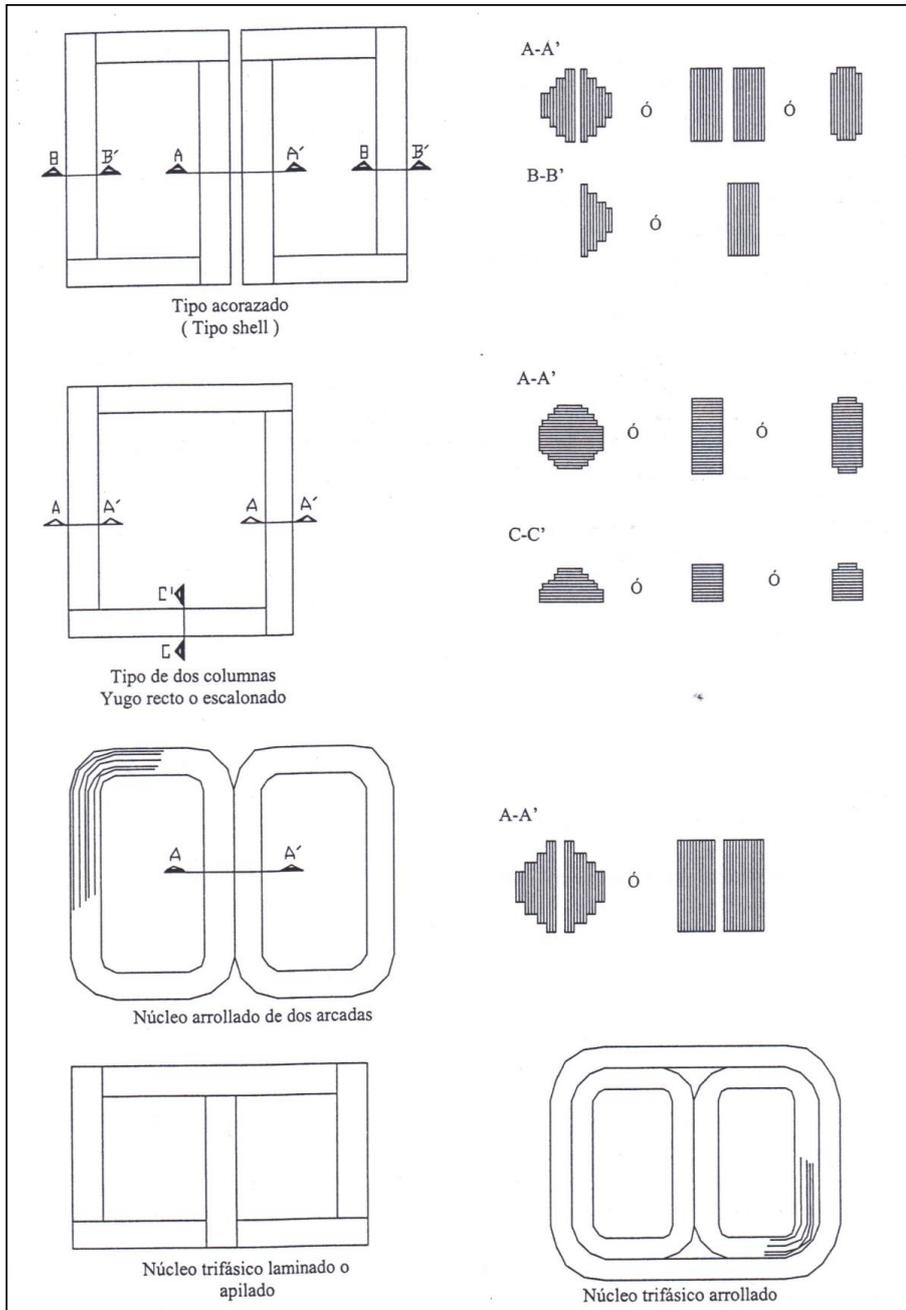


Fig. I-30 Formas constructivas del núcleo

Fuente: Transformadores de distribución, Pedro Pérez

1.2.2 El circuito eléctrico (bobinas)

Las bobinas (Fig. I-31) son la parte que compone los circuitos eléctricos del transformador (Devanado primario o P y secundario o S). Este circuito tiene años de investigación y desarrollo por tanto, una infinidad de disposiciones y materiales, pero los más comunes son el cobre y el aluminio.



Fig. I-31 Bobina en proceso de fabricación.

Fuente: PDF, II Jornadas de innovación energética

La función de las bobinas primarias es crear un flujo magnético en el núcleo, para que este induzca en las bobinas secundarias una fuerza electromotriz, y transferir potencia eléctrica del primario al secundario mediante el principio de inducción electromagnética; este proceso se desarrolla con una pérdida de energía muy pequeña por la eficiencia del núcleo.

“Aun cuando el cobre tiene una baja resistencia específica, su alto costo comparado con el aluminio dio lugar al incremento del uso del aluminio (usado por primera vez en 1952), especialmente en transformadores de distribución y pequeña potencia, ya sea sumergido en líquido aislante o del tipo seco.

Durante la II Guerra Mundial cuando el cobre estuvo escaso, fueron usados conductores de plata en un considerable número de transformadores para plantas del gobierno de los Estados Unidos en la época de la guerra. Sin embargo, después de la

guerra los devanados de cobre fueron recobrados¹².

El fabricante o diseñador debe considerar varias características (tipo de núcleo, aplicación del transformador, costos de fabricación, etc.) para diseñar; no es fácil determinar qué arreglo de bobina es mejor para una capacidad y tensión dada y no hay dos fabricantes que usen la misma disposición o alguna normativa que indique emplear alguna.

En la Tabla I-2 se presentan los datos específicos de ciertas propiedades relevantes del cobre y el aluminio. [2]

Tabla I-2 Comparación de las propiedades físicas del aluminio y del cobre.

| PROPIEDAD | ALUMINIO | COBRE |
|--|----------|--------|
| Resistividad eléctrica a 20°C (ohm • mm ² /m) | 0,028 | 0,0172 |
| Conductividad eléctrica a 20°C recocido | 62% | 100 % |
| Peso específico en gramos por centímetro cúbico a 20°C | 2,7 | 8,89 |
| Calor específico | 0,21 | 0,094 |
| Punto de fusión °C | 660 | 1083 |
| Conductividad térmica, a 20°C (calorías / °C / cm ² / cm) | 0,53 | 0,941 |
| Esfuerzo mecánico a la tensión en kg / mm ² | 16 | 25 |
| Peso total de un transformador de 2500 kVA con devanado de A.T. a 44 kV (kg) | 6318 | 6682 |

Fuente: Transformadores de Distribución de Pedro Pérez

Las ventajas de las bobinas de cobre son:

- Resistencia mecánica.
- Buena conductividad eléctrica (bobina más pequeña).

Las ventajas de la bobina de aluminio son:

- Estabilidad en el costo por suministro.
- Eficiente disipación de calor (capacidades muy pequeñas) únicamente para devanados en banda (no para devanados de alambre); uso de hoja de aluminio (foil de aluminio).

¹² Pérez Pedro Avelino, Transformadores de distribución, 3ª edición, año 2008, página.12

- Considerable reducción en peso.

Los devanados de aluminio en la baja tensión son construidos generalmente en fleje; en cambio los devanados de cobre pueden ser construidos con conductor redondo, cuadrado, forrado con papel o esmaltado, o la combinación de ambos aislamientos dependiendo del tipo (seco o sumergido en líquido aislante), tensión y potencia del transformador.

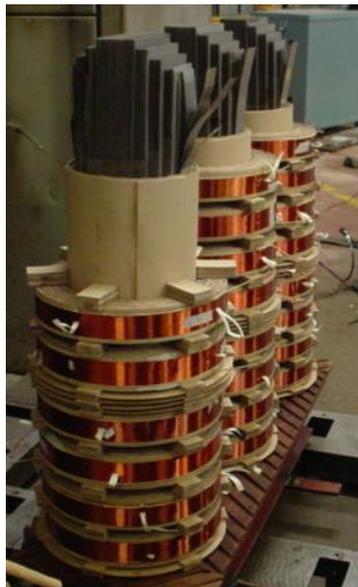


Fig. I-32 Bobina tipo dona de un transformador trifásico

Fuente: Archivo de imágenes R.V.R. Transformadores

Al diseñar una bobina, el diseñador debe escoger la mejor combinación de arreglos posible, para obtener:

- Resistencia dieléctrica adecuada y efectiva contra varios tipos de voltajes: de funcionamiento, fallas del sistema, fenómenos climatológicos y voltajes de prueba.
- Adecuada ventilación de la bobina.
- Adecuada resistencia mecánica.
- Reducción de costos.

1.2.3 El sistema de aislamiento



Fig. I-33 Aislamientos para la fabricación de transformadores.

Fuente: Archivo de materiales, R.V.R. Transformadores.

Los transformadores, independientemente de su potencia necesitan de una serie de materiales aislantes los cuales forman el sistema de aislamiento, este sistema incluye materiales como:

- Papel diamantado (diamond).
- Cartón prensado (pressboard) normal y de alta densidad.
- Papel kraft normal o tratado (insuldur).
- Papel manila y corrugado.
- Collares de cartón prensado.
- Partes de cartón prensado laminado.
- Esmaltes y barnices.
- Recubrimientos orgánicos e inorgánicos para la laminación del núcleo.
- Porcelanas (boquillas).
- Recubrimientos de polvo epóxico.
- Madera de maple o machiche para armados.
- Fibra vulcanizada.
- Algodón (hilos, cintas).
- Plásticos y cementos, telas y cintas adhesivas, cintas de fibra de vidrio, etc.
- Fluido líquido dieléctrico que puede ser aceite mineral, aceite de siliconas o R- Temp, y más recientemente aceite vegetal.

El sistema de aislamiento determina el diferencial de voltaje que soporta y la vida del transformador ya que separa los devanados del transformador entre ellos y de tierra, así como las partes cercanas al núcleo y a las partes de acero que forman la estructura, por lo tanto, el aislamiento es mucho más que solamente un medio mecánico para conservar los alambres apartados.

Los primeros catorce materiales anteriormente mencionados forman el sistema de aislamiento sólido y deben cumplir con cuatro importantes funciones:

1. Calidad para soportar las tensiones relativamente altas, sucedidas en servicio normal (esfuerzos dieléctricos). Esto incluye ondas de impulso y transitorios.
2. Calidad para soportar esfuerzos mecánicos y térmicos (calor) los cuales, generalmente acompañan a un cortocircuito.
3. Calidad para prevenir excesivas acumulaciones de calor (permitir la transmisión del calor).
4. Calidad para mantener las características deseadas para un período de vida de servicio aceptable dando un adecuado mantenimiento.

El último material de la lista de aislantes es el líquido que baña las bobinas, el núcleo y los materiales aislantes sólidos. Este fluido sirve para tres propósitos primordiales:

1. Provee una rigidez dieléctrica.
2. Proporciona un enfriamiento eficiente.
3. Protege al sistema aislante.

El fluido puede ser aceite mineral para transformador, silicona o R-TEMP, y de estos tres, el aceite mineral es usado en el llenado del 95% de los transformadores.



Fig. I-34 Transformador inmerso en aceite dieléctrico

Fuente: Archivo de imágenes R.V.R. Transformadores

En la Tabla I-3 se presentan los valores que debe cumplir el aceite aislante mineral no inhibido. En la

Tabla I-4 y

Tabla I-5 se presentan las especificaciones de otros medios aislantes sustitutos del tradicional aceite dieléctrico mineral; como lo son el aceite de SILICONA y el R-TEMP, respectivamente. Desarrollos más recientes son los aceites dieléctricos vegetales hechos de semillas comestibles; son no tóxicos y a la vez biodegradables.

Es evidente que cualquier debilitamiento en el aislamiento puede conducir a una falla en el transformador. El aislamiento está deteriorado cuando ha perdido una parte significativa de su propiedad dieléctrica original, característica mecánica o resistencia al impulso. La continuidad en el proceso de deterioro terminará en lo inevitable: una falla mecánica y como consecuencia la falla eléctrica.

Tabla I-3 Especificaciones del aceite aislante no inhibido para transformadores

| CARACTERÍSTICAS | UNIDAD | ESPECIFICACIÓN |
|---|--------|---|
| FÍSICAS | | |
| APARIENCIA VISUAL | ... | BRILLANTE Y TRANSPARENTE (SIN SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN) |
| COLOR | ... | 1MÁX. |
| DENSIDAD RELATIVA A 20/4°C | ... | 0,840 A 0,880 |
| TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO. | °C | -26 MAX. |
| TEMPERATURA DE INFLAMACIÓN 101,3 kPa (760 mm de Hg) | °C | 145 MÍN. |

| | | |
|---|----------------------|---------------------|
| TENSIÓN INTERFACIAL A 25 ± 1°C | MN/m (dinas/cm) | 40MÍN. |
| VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 40°C | CSt (SSU) | 10,4 MAX (60) |
| QUÍMICAS | | |
| AZUFRE CORROSIVO | ... | NO CORROSIVO |
| AZUFRE TOTAL | % EN PESO | 0,10 MAX. |
| CARBONES AROMÁTICOS | % EN PESO | 8,0 A 12,0 |
| CLORUROS Y SULFATOS | ... | NEGATIVOS |
| CONTENIDO DE AGUA | Ppm | 35 MAX |
| CONTENIDO DE INHIBIDORES | ... | NEGATIVO |
| ENVEJECIMIENTO ACELERADO: - NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN – DEPÓSITOS | mgKOH/g % EN PESO | 0,40 MAX. 0,10 MAX. |
| NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN | mg KON / g | 0,03 MAX |
| ELÉCTRICAS | | |
| FACTOR DE POTENCIA A 60 Hz: - a 25°C -a 100°C | % | 0,05 MAX 0,3 MAX. |
| TENSIÓN DE RUPTURA DIELECTRICA - ELECTRODOS PLANOS (2,54 mm) - ELECTRODOS SEMIESFÉRICOS (1,02 mm) | kV kV | 30 MÍN. 20 MÍN. |
| TENDENCIA A LA GASIFICACIÓN | ... | DEBE ABSORBER GAS |

Fuente: Transformadores de distribución, Pedro Pérez

Tabla I-4 Especificaciones del aceite siliconado DOW CORNING 561.

| PROPIEDADES | LIMITES | OTROS MÉTODOS DE PRUEBA |
|--|--|-------------------------|
| GRAVEDAD ESPECIFICA A 25°C | 0,957-0,963 | ASTM D 1298 |
| ÍNDICE REFRACTIVO A 25°C | 1,4010-1,4030 | ASTM 1218 |
| VISCOSIDAD EN CST A 25°C | 47.5-52,5 | ASTM D 445 |
| COLOR, APHA | 15 MÁXIMO | ASTM D 1209 |
| PUNTO DE INFLAMACIÓN °C | 286 MÍNIMO | ASTM D 92 |
| PUNTO DE COMBUSTIÓN °C | 329 MÍNIMO | ASTM D 92 |
| NO. DE ACIDEZ, BCP | 0,01 MÁXIMO | ASTM-D 974 Y D664 |
| CONTENIDO DE HUMEDAD PPM | 50 MÁXIMO | |
| RIGIDEZ DIELECTRICA VOLTS/MIL A UNA VELOCIDAD DE 3000 VOLTS/SEO. | 350 MÍNIMO | ASTM D 877 |
| APARIENCIA | LIQUIDO CLARO, LIBRE DE PARTÍCULAS SUSPENDIDAS Y SEDIMENTO | VISUAL |
| FACTOR DE DISIPACIÓN A 23°C | 1X1 0 ^{m4} MÁXIMO | ASTM D 924 |
| RESISTIVIDAD VOLUMÉTRICA OHMS/CM | 1X1 0 ⁿ¹ MÍNIMO 1X10 ¹⁴ | ASTM D 1169* |

Tabla I-5 . Propiedades típicas del fluido R - TEMP

| PROPIEDADES | VALORES | MÉTODOS DE PRUEBA |
|--|---|-------------------------|
| ELÉCTRICAS | | |
| RIGIDEZ DIELECTRICA | 56kVD25° (0,08 in. GAP) 43kVD25°C | ASTM D1816 ASTM D877 |
| PERMITIVIDAD RELATIVA CONSTANTE DIELECTRICA | 2,3D25°C | ASTM D924 |
| FACTOR DE DISIPACION FACTOR DE POTENCIA | 0,15%D100°C | ASTM D924 |
| RESISTIVIDAD VOLUMÉTRICA | 1 X10 ¹⁴ n-cm D25°C | ASTM D 11 69 |
| FÍSICAS Y QUÍMICAS | | |
| GRAVEDAD ESPECÍFICA | 0,87D25°C | ASTM DI 298 |
| TENSIÓN INTERFACIAL | 38 mN/m 0 25°C | ASTM D971 |
| NO. DE NEUTRALIZACIÓN | 5X1 0 ¹ KOH/g | ASTM D445 |
| VISCOSIDAD | 140cStC40°C 14cStG100°C | ASTM D445 |
| COLOR | L 1,5 | ASTM DI 500 |
| TÉRMICAS | | |
| PUNTO DE FLAMABILIDAD | 284°C | ASTM D92 |
| PUNTO DE COMBUSTIÓN | 312°C | ASTM D92 |
| PUNTO DE PRECIPITACIÓN | -24°C | ASTM D97 |
| CONDUCTIVIDAD TÉRMICA A 25°C | 3,1 X10 ⁻¹¹ (cal./s °cm° °C) | MÉTODO RTE |
| CALOR ESPECÍFICO A 25 °C | 0,46 (cal./gr/°C) D 25°C | ASTM D2 766 |
| COEFICIENTE DE EXPANSIÓN A 25°C | 7,3X10 ⁻⁶ cc/cc/°C | MÉTODO RTE |

Fuente: Transformadores de distribución, Pedro Pérez

La temperatura es uno de los fenómenos físicos que mandan en la vida del aislamiento, en base a este parámetro el fabricante realiza su diseño; para poder visualizar mejor este fenómeno se dispone de la siguiente gráfica:

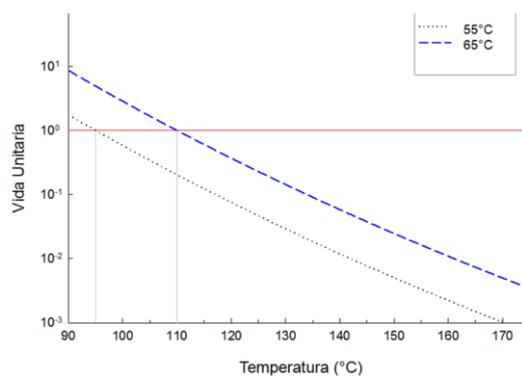


Fig. I-35 Esperanza de vida en función de la temperatura

Fuente: Nema TR98 Guía de cargabilidad para transformadores de potencia con 65°C de promedio de elevación de temperatura.

Como podemos observar en la gráfica, se evidencia la esperanza de vida en función de la temperatura de operación, siendo por norma un punto máximo de sobre elevación 95°C para el aislamiento de 55°C y para el aislamiento de 65°C su punto de sobre elevación es 110°C de manteniendo los dos la misma esperanza de vida (línea roja).

Esto se traduce en que un transformador fabricado con aislamiento de 65°C soporta más carga (mayor efecto joule), si mantenemos la misma esperanza de vida que el aislamiento para 55°C.

La Tabla I-6 da la clase de aislamiento según la temperatura de operación a la que van a ser sometidos:

Tabla I-6 Clases térmicas de aislamiento

| CLASE | TEMPERATURA |
|-------|---------------|
| Y | 90°C |
| A | 105°C |
| E | 120°C |
| B | 130°C |
| F | 155°C |
| H | 180°C |
| C | Mayor a 240°C |

Fuente: IEEE Std 1.

La clase de aislamiento A indica una expectativa de vida normal de 20.000 a 40.000 horas a la temperatura establecida. Esto implica que el equipo eléctrico aislado con un sistema de aislamiento A probablemente dure de 3 a 6 años operando continuamente a 105°C. Obsérvese que en esta clasificación se supone que el sistema de aislamiento no está en contacto con atmosferas corrosivas, húmedas o polvorientas. [29]

1.2.4 Tanque y accesorios

Los transformadores deben estar contenidos en un tanque hermético, con objeto de preservar las características del aceite, ya que éste tiene la función de dieléctrico y

también de refrigerante, del conjunto núcleo-bobinas. El transformador debe permanecer perfectamente sellado a una temperatura mínima de -5°C y a un máximo de 105°C en la parte superior del líquido aislante. La figura (Fig. I-37) muestra en conjunto al transformador contenido en su tanque.

Entre los accesorios más importantes del transformador de distribución están:

- a) Pasatapas de porcelana o aisladores de A.T. y B.T.
- b) Cambiador de derivaciones (o taps).
- c) Terminales de cobre o bronce.
- d) Válvula de drenaje o muestreo de aceite.

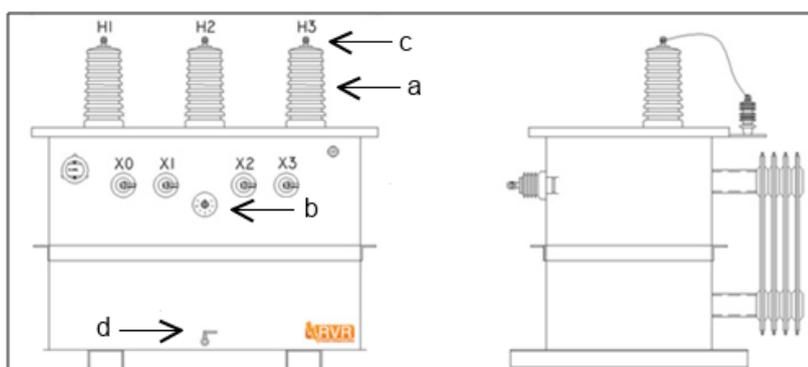


Fig. I-36 Transformador de distribución trifásico.

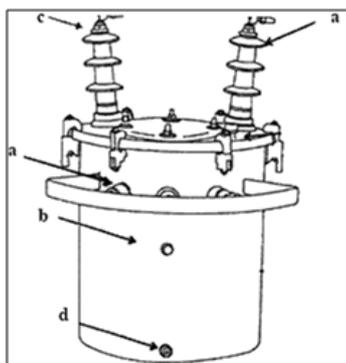


Fig. I-37 Transformador de distribución monofásico.

Para los transformadores de media y gran potencia o especiales habrá que incluir los siguientes aditamentos:

- Termómetros con contacto y sin contacto de alarma.
- Niveles de aceite con contacto y sin contacto de alarma.
- Relevador Buchollz, presión súbita.
- Ventiladores Bombas de circulación, etc.

1.3 Clasificación de los Transformadores

En el mundo, existe un sin fin de aplicaciones para los transformadores y pueden ser clasificados de distintas maneras, según que se tome como base, la operación, la construcción, utilización, etc., así tenemos:

1.3.1 Por el número de Fases

Está dado de acuerdo a las características del sistema al que se conectará, en este grupo tenemos dos importantes que son monofásicos y polifásicos.

1.3.1.1 Transformadores de monofásicos

Como su nombre lo indica trabajan a una sola fase. Los transformadores monofásicos cubren áreas residenciales y comerciales donde generalmente no se necesitan grandes cantidades de energía, transforman de 13200Volts a 115 o 120 Volts normalmente. El devanado secundario se compone de dos bobinas, cada una con salida de tensión a 120 V. Estas dos bobinas pueden conectarse bien en paralelo, para suministrar a una red bifilar de alimentación de 120 V (Fig. I-38a), o en serie, para suministrar a una red de alimentación trifilar de 120V y 240V (Fig. I-38b) y la (Fig. I-38c) representa el esquema eléctrico de un transformador de tipo rural, ya muy comúnmente usado. Si sólo se requiere la tensión de 240V, se suprime el hilo central del sistema trifilar.

Si se comete un error en cuanto la polaridad al conectar las dos bobinas secundarias en paralelo, figura (Fig. I-38 a), de modo que 1 se conecta a 4 y 2 a 3, el resultado será un secundario cortocircuitado que hará saltar los fusibles colocados en el lado de alta tensión. Un error en la polaridad cuando se conectan las bobinas en serie, figura (Fig. I-38b), hará que la tensión entre los conductores exteriores sea nula en lugar de 240V.

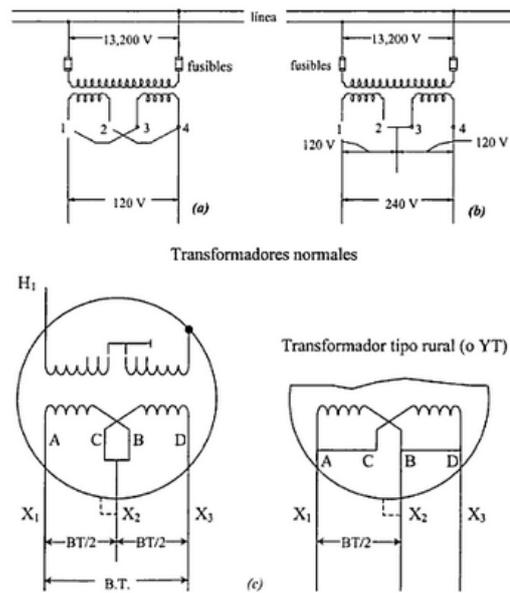


Fig. I-38. Conexiones de un transformador monofásico.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

Relativamente en los circuitos o redes de distribución larga, la tensión baja por las caídas de tensión en los cables y se incrementa con las menores distancias de las fuentes de tensión primaria; esto significa que un transformador de distribución conectado al principio de una línea recibirá una tensión más alta que muchos kilómetros de distancia adelante. Asumiendo que dos transformadores de distribución similares son conectados a la misma línea, pero a distancias diferentes el uno del otro, las tensiones en los secundarios en ambos casos no serán los mismos, la tensión de carga puede ser muy alto al principio de la línea y muy bajo al final de ésta. Para vencer estas desventajas y que el servicio de tensión sea adecuado para todas las cargas, se disponen para el ajuste de tensión tomas de corriente o derivaciones (taps), éstos se colocan sobre el arrollamiento primario. Los taps en el primario son comúnmente hechos en puntos convenientes del devanado, generalmente, van a la mitad o al final de éste y son especificados en por ciento de la tensión total. Un arreglo común y normalizado es proveer más y menos dos derivaciones de dos y medio por ciento cada una ($\pm 2,5\%$ c/u).

El transformador monofásico tiene un costo reducido en comparación al

transformador trifásico para el caso de la alimentación de sistemas de distribución doméstico y puede cumplir con la misma función del transformador trifásico en alimentar las redes con tensiones de 120/240 volts a dos hilos.

El tiempo de fabricación y reposición de un transformador monofásico es más corto, útil sobre todo en casos de sistemas de bancos de transformadores monofásicos de **potencia**, (Si un bobinado de un transformador trifásico se quema, todo el transformador queda fuera de servicio), aunque la desventaja a esto es el mayor costo ya que el banco formado por tres transformadores monofásicos resulta más costoso que un transformador trifásico, y además tres transformadores monofásicos ocupan mayor espacio que un transformador trifásico y por ultimo mayores pérdidas.

Otra desventaja de esta disposición es que mayor probabilidad de desbalance que en transformadores trifásicos ya que es imprescindible que todo el grupo de transformadores monofásicos tengan las mismas características.

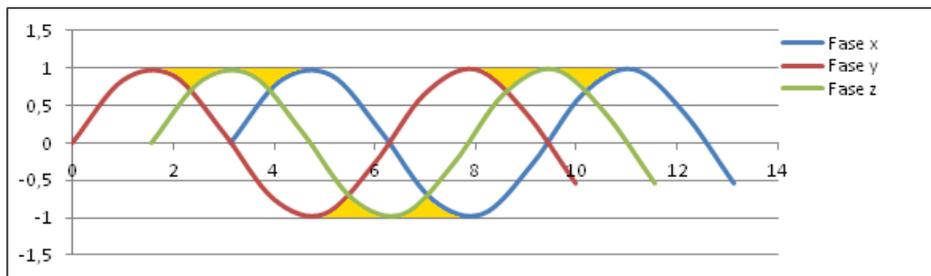
Para poder hacer un banco de transformadores monofásicos balanceados al menos se debe tener:

1. Idéntica relación de transformación.
2. El mismo valor de impedancia.
3. Deben estar en el mismo tap. de regulación o derivación.

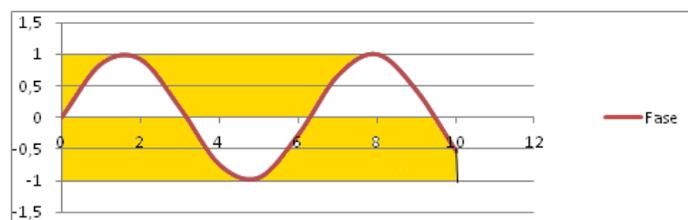
1.3.1.2 Transformadores Polifásicos

Son aquellos que tienen más de una fase generalmente, se los encuentra en arreglos trifásicos, hexafásicos y dodecafásicos siendo el más común el trifásico y del que vamos a hablar, los dos últimos son comunes en aplicaciones especiales por ejemplo sistemas de rectificación.

Es común su uso en el sector industrial ya que requiere de energía constante y no pulsante como es en el caso de los sistemas monofásicos residenciales.



a) Sistema trifásico



b) Sistema monofásico

Fig. I-39 Formas de ondas presentes en sistemas trifásicos y monofásicos.

Siendo las áreas amarillas la energía no suministrada, se tiene que para un sistema trifásico se logra transferencia de energía casi constante y que nunca pasa por cero a diferencia de la energía monofásica que cae tres veces, en resumen, se logra transmitir y consumir energía eléctrica aumentando el número de fases aunque a su vez estos se encarecen.

Un transformador trifásico se compone esencialmente de tres transformadores monofásicos como ya hemos hablado, pero con sus tres núcleos formando un solo conjunto como se muestran en las figuras (Fig. I-40 a y b), para los circuitos trifásicos se consigue una gran economía, tanto en costo como en espacio ocupado, si se utiliza un solo transformador trifásico en lugar de tres monofásicos, cada uno con su propio cuba (tanque). Los inconvenientes principales del transformador trifásico estriban en que cualquier avería en el arrollamiento de una fase deja todo el transformador fuera de servicio, y también en que la reparación es más costosa.

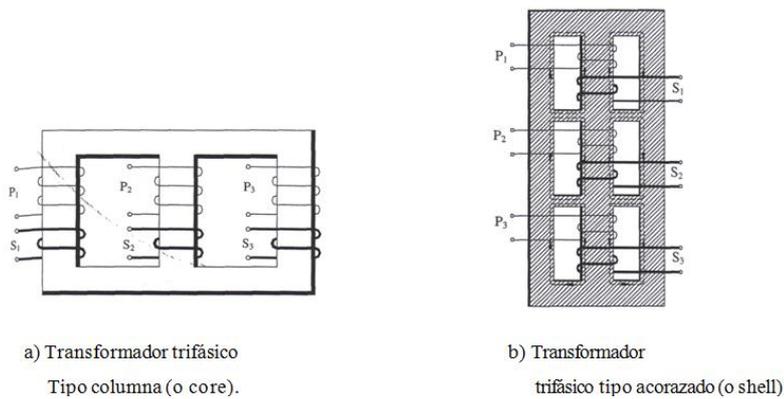


Fig. I-40 Transformadores Trifásicos.

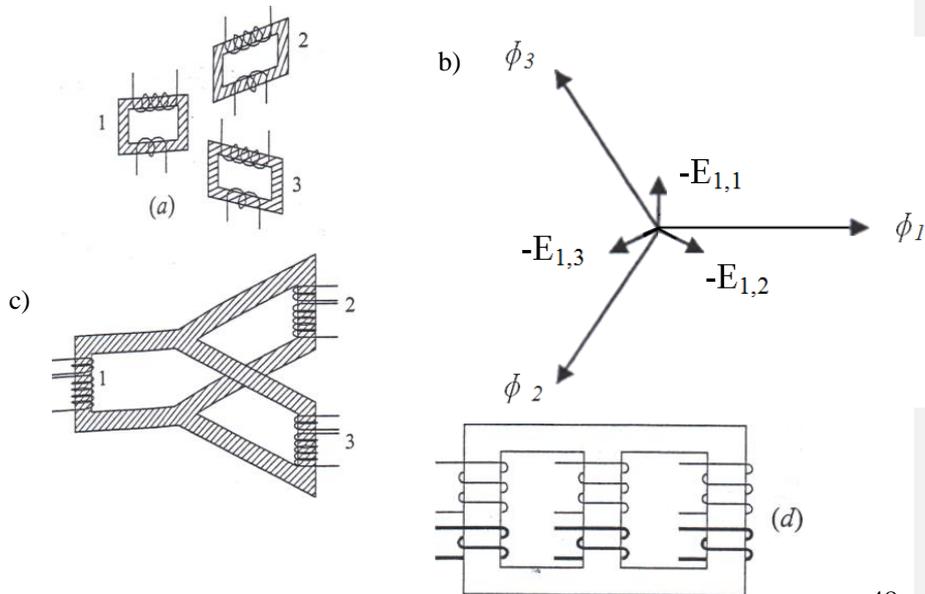
Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

1.3.1.2.1 Transformador Trifásico (tres columnas)

Supongamos el banco de la figura (Fig. I-41a), a base de cargas equilibradas en los secundarios, en (b) han representado los vectores $-E_1$ de cada uno de los transformadores 1, 2 y 3. También se han representado los flujos ϕ_1 , ϕ_2 , ϕ_3 . La suma de éstos es igual:

Ecuación 18

$$\phi_1 + \phi_2 + \phi_3 = 0$$



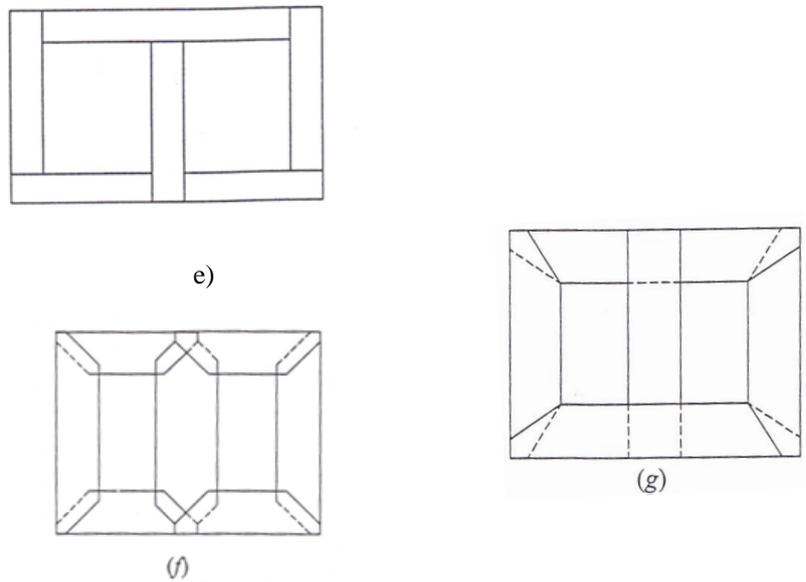


Fig. I-41 Fig. Análisis deductivo de la construcción de un transformador trifásico tipo núcleo

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

Luego, si en (Fig. I-41a) se fundieran en una las tres columnas centrales (Fig. I-41C), por la resultante no circularía flujo alguno. Si por innecesaria se suprime, quedan los caminos magnéticos representados en (Fig. I-41 E), con notable ahorro de acero, así como de las correspondientes pérdidas, en relación con (Fig. I-41d).

Es evidente que la construcción según (Fig. I-41c) ofrece dificultades. Supóngase que los núcleos de las figuras 1 y 2 se sitúan en un mismo plano, y que los yugos de 3 se van acortando, hasta anularse, queda la configuración (Fig. I-41d). La facilidad constructiva es evidente, como se ha representado en (Fig. I-41e), a base de la disposición al solape.

Así se ha constituido el núcleo usual de los transformadores trifásicos. Los devanados pueden conectarse de distintas maneras, la más usual en nuestros sistemas de distribución es la delta - estrella; la figura Fig. I-42 presenta dos transformadores conectados en estrella - estrella y triángulo - triángulo.

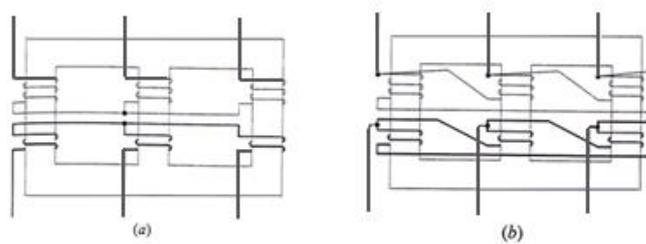


Fig. I-42. Conexión de transformadores; (a) conexión Y-Y y (b) conexión Δ - Δ .

Con tal núcleo trifásico, se crea una asimetría en los circuitos magnéticos. Es claro que el correspondiente a la columna central es más corto (faltan los yugos), luego entonces, requiere menor corriente de excitación, (I_0). Esta asimetría es poco perceptible en carga, esencialmente con laminación de grano orientado que requieren corrientes pequeñas de excitación.

También, debemos mencionar la existencia de transformadores trifásicos con cinco columnas, llamados estos transformadores tipo acorazados (o tipo shell).

1.3.1.2.1.1 Conexiones del transformador Trifásico

Para relacionar las tensiones y las corrientes primarias con las secundarias, no basta en los sistemas trifásicos con la relación de transformación, sino que se debe indicar los desfases relativos entre las tensiones de una misma fase entre el lado de Alta Tensión y el de Baja Tensión. Una manera de establecer estos desfases consiste en construir los diagramas fasoriales de tensiones y corrientes, conociendo: la conexión en baja y alta tensión (estrella, triángulo o zig-zag), las polaridades de los enrollados en un mismo circuito magnético o fase, y las designaciones de los bornes.

Estas disposiciones de conexión se harán dependiendo de las necesidades o conveniencias del servicio; lo que permite toda flexibilidad para la óptima operación de sistemas eléctricos de distribución.

En sistemas de potencia es necesario a menudo instalar bancos de transformadores monofásicos en conexiones trifásicas así como en transformadores para instrumento, se hacen también algunas de estas conexiones para alimentar los instrumentos de medición y protección.

1.3.1.2.1.1 Conexión delta-delta

La conexión delta-delta, también conocida como triángulo-triángulo, lo conforman tres transformadores monofásicos idénticos, ver figura (Fig. I-43). El devanado secundario ab corresponde al primario AB ; la polaridad de la terminal a es la misma que la de A . Los diagramas vectoriales desprecian la corriente magnetizante y las caídas por impedancia en los transformadores, y están dibujados para factor de potencia unitario entre la fase y la corriente de fase. De este modo, I_{AB} está en fase con V_{AB} . Como en los diagramas previos, las tensiones finales primaria y secundaria, y también las corrientes primaria y secundaria están en oposición de fase, así que V_{ba} corresponde a V_{AB} . I_{ba} está en fase con V_{ba} , que corresponde a $\cos\phi = 1$ entre la tensión de fase y la corriente de fase.

Deberá notarse que las corrientes de línea son $\sqrt{3}$ veces las corrientes de fase y están desplazadas 30° atrás de las corrientes de fase; el desplazamiento angular de 30° existe siempre para todas las cargas equilibradas.

En la práctica se emplean solamente dos grupos de conexión que corresponden, respectivamente a un desfase de 0° y a un desfase de 180° . (Dd0 y Dd6)

Cada aislamiento debe soportar la tensión total de la línea correspondiente y, si la corriente es reducida, resulta un número elevado de espiras, de pequeña sección.

Si se interrumpe un arrollamiento, el transformador puede seguir funcionando aunque a potencia reducida, con la misma tensión compuesta y con una intensidad de línea a la que permite una sola fase. Esta configuración se limita a transformadores de pequeña potencia para alimentación de redes de baja tensión, con corrientes de línea muy elevadas por la ausencia de neutro en ambos arrollamientos.

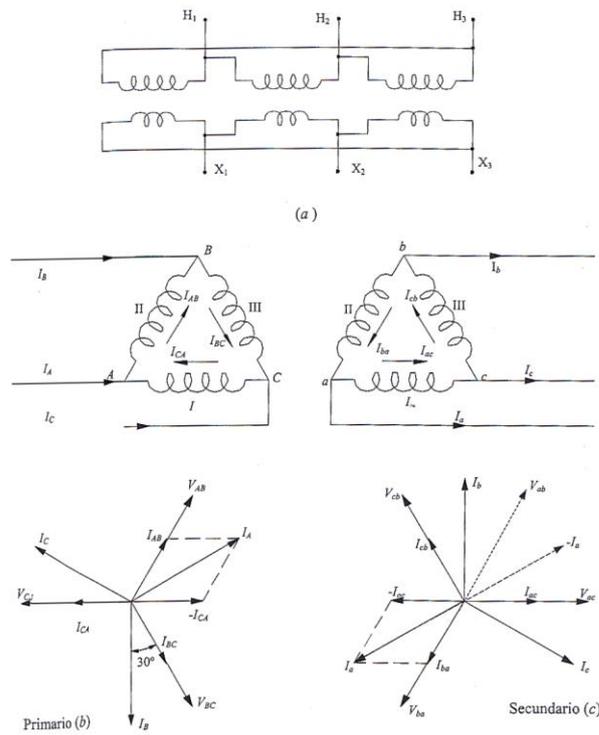


Fig. I-43. Conexión delta-delta de transformadores a) esquema eléctrico, b) y c) diagramas vectoriales.

Resumiendo a expresiones matemáticas lo aquí comentado para la conexión $\Delta-\Delta$, tenemos

$$\left. \begin{aligned} V_{LP} &= V_{FP} \\ V_{LS} &= V_{FS} \end{aligned} \right\} \text{Donde} \quad \begin{aligned} V_{LP} &\text{ tensión de línea del primario} \\ V_{FP} &\text{ tensión de fase del primario} \\ V_{LS} &\text{ tensión de línea del secundario} \\ V_{FS} &\text{ tensión de fase del secundario} \end{aligned}$$

Así que las tensiones de línea del primario y secundario guardan la relación:

Ecuación 19

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{FP}}{V_{FS}} = a$$

1.3.1.2.1.2 Conexión estrella - estrella (Y-Y)

Tiene la gran ventaja de disminuir la tensión por fase del transformador, pero presenta inconvenientes cuando las cargas no están equilibradas. Para eliminar estos inconvenientes se dispone de un arrollamiento terciario el cual se conecta en triángulo y cerrado en cortocircuito sobre sí mismo. Las fuerzas magnetomotrices, primaria y secundaria, debidas a esta sobrecarga, se compensan en cada columna, con lo que desaparecen los flujos adicionales y, con ellos, los inconvenientes que resultaban de las cargas desequilibradas.

El devanado terciario puede utilizarse para suministrar cargas locales con la tensión más conveniente.

Los bancos Y - Y funcionan con los neutros conectados a tierra, el neutro del primario se conecta al neutro de la fuente de potencia.

Con el neutro aislado, cualquier desequilibrio en la carga o cualquier carga monofásica conectada a través de un transformador, o bien entre líneas, causará un desplazamiento de la posición del neutro eléctrico, y las tensiones por fase estarán desequilibradas. Un neutro a tierra impide esta condición de funcionamiento no muy satisfactorio. La figura (Fig. I-44) muestra las condiciones existentes cuando se aísla el neutro. En la figura (Fig. I-44b), la carga está equilibrada y en la figura (Fig. I-44c), la carga está desequilibrada.

Con un neutro aislado, las componentes de la tercera armónica de la corriente en el primario se cancelan entre sí en las fases, y el flujo del transformador no es entonces senoidal, produciendo de este modo tensiones de fase no senoidales; no obstante, las tensiones de línea son senoidales. Tales tensiones armónicas son indeseables debido a los esfuerzos que éstas producen en el aislamiento de los arrollamientos. El uso de un neutro a tierra, o bien un arrollamiento terciario en Δ , permitirá una trayectoria para la corriente de tercera armónica y producirá de este modo un flujo senoidal y una tensión de fase senoidal.

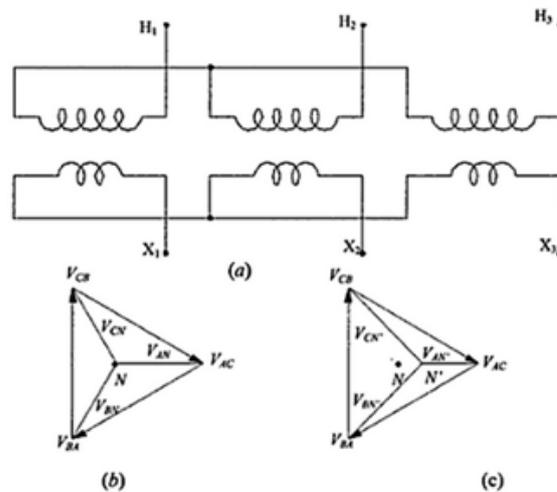


Fig. I-44. Conexión estrella-estrella con neutro aislado: (a) esquema eléctrico, (b) carga equilibrada y (c) carga desequilibrada.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

Resumiendo a expresión matemática, lo aquí comentado para la conexión Y- Y, se tiene:

Ecuación 20

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{FP}}{V_{FS}} = a$$

1.3.1.2.1.3 Conexión delta - estrella (Δ - Y)

En la figura (Fig. I-45) se encuentran las conexiones y diagramas vectoriales para el arreglo Δ -Y, alimentando una carga equilibrada de factor de potencia unitario. Los diagramas vectoriales pueden deducirse del diagrama de la figura (Fig. I-43). Se observa que las tensiones y corrientes de línea primaria y secundaria están desfasadas entre sí 30° . La relación de las tensiones de línea del primario al secundario es de $1/\sqrt{3}$ veces la relación de transformación para un transformador del banco. Ninguna dificultad aparece observando las corrientes de tercera armónica, ya que la existencia de una conexión en Δ permite una trayectoria para estas corrientes. El uso de un

banco semejante permite un neutro a tierra en el lado secundario, proporcionando de este modo un servicio de 3 fases a 4 hilos. El desequilibrio en las cargas causa un pequeño desequilibrio de la tensión, ya que el primario del transformador está conectado en delta.

Debido al desplazamiento de 30° entre las tensiones primarias y secundarias, no es posible poner en paralelo un banco semejante con un banco de transformadores $\Delta-\Delta$ o bien $Y-Y$.

Los diagramas vectoriales del secundario de la figura (Fig. I-45b y c) no aparecerán coherentes con los de la figura (Fig. I-43) a menos que se hagan girar 180° , causando de este modo que V_{ba} esté desfasada ($180^\circ + 30^\circ$) con respecto a V_{AB} . Esto es debido completamente a las direcciones arbitrarias asumidas como positivas en la dirección de las corrientes en la estrella.

Si expresamos matemáticamente lo anterior, tenemos para la conexión $\Delta - Y$:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{FP}}{\sqrt{3}V_{FS}}; \text{ pero } \frac{V_{FP}}{V_{FS}} = a$$

Entonces:

Ecuación 21

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{a}{\sqrt{3}}$$

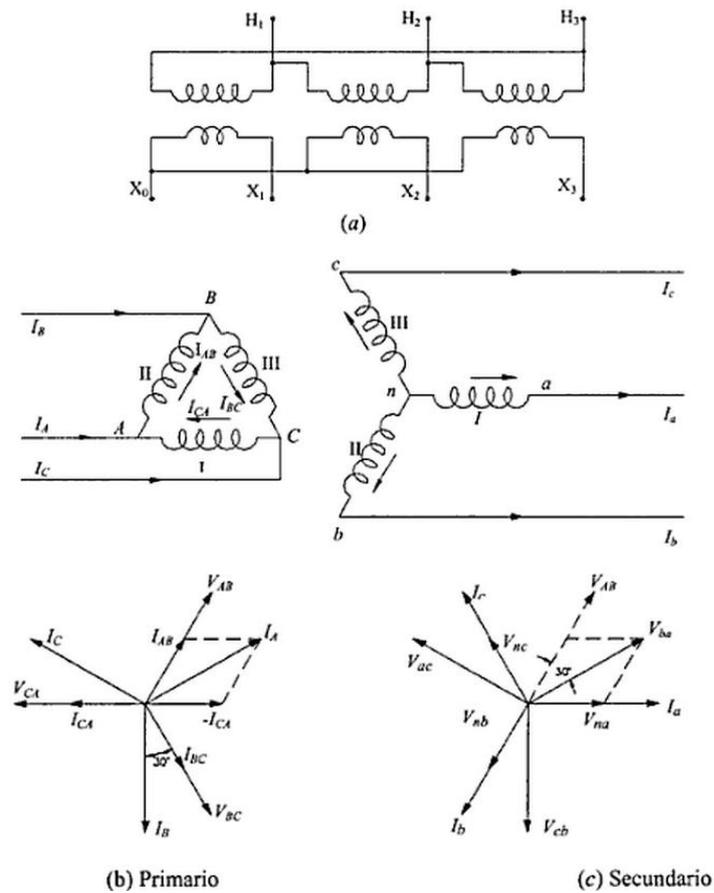


Fig. I-45 Conexión delta – estrella de transformadores;

a) esquema electrico, b) y c) diagramas vectoriales.

Existen cuatro formas de montaje con lo que respecta a la estrella secundaria:

- Desfase de 30° (Dy1).
- Desfase de 150° (Dy5).
- Desfase de -30° (Dy11).
- Desfase de -150° (Dy7).

De estos grupos de conexión en la práctica los más comunes son Dy5 y el Dy11. Este sistema de conexión es el más utilizado en los transformadores elevadores de principio de línea, es decir en los transformadores de Potencia; en el caso de cargas desequilibradas no provoca la circulación de flujos magnéticos por él, ya que el

desequilibrio se compensa magnéticamente en las tres columnas. Como se puede disponer de neutro en el secundario, es posible aplicar este sistema de conexión a transformadores de distribución para de media y baja tensión con cuatro conductores.

1.3.1.2.1.4 Conexión estrella - delta (Y - Δ)

Esta conexión es muy similar a la conexión Δ -Y. Aparece un desfase de 30° en las tensiones de línea entre el primario y el secundario, El triángulo en la parte de alta tensión es muy útil, pues distribuye los desequilibrios de las fases y minimiza el efecto del desequilibrio producido en la parte de baja tensión debido a la distribución monofásica.

La relación entre las tensiones primarias y secundarias es $\sqrt{3}$ veces la relación de espiras del transformador. Cuando funciona en Y- Δ , se acostumbra y es conveniente conectar a tierra el neutro primario, conectándolo de este modo en 4 hilos.

La figura (Fig. I-46) muestra la conexión Y- Δ de transformadores trifásicos. En esta conexión las tensiones primarias de línea y de fase cumplen la relación, $V_{LP} = \sqrt{3} * V_{FP}$, mientras que las tensiones secundarias de línea y de fase son iguales $V_{LS} = V_{FS}$. La relación de tensiones de fase es:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{\sqrt{3}V_{FP}}{V_{FS}}; \text{ pero } \frac{V_{FP}}{V_{FS}} = a$$

Así que la relación entre las tensiones de línea del primario y del secundario del banco queda como:

Ecuación 22

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \sqrt{3}a$$

En la conexión Y - Δ no existen problemas con los componentes de tercera armónica de tensión, puesto que éstos se consumen en corriente circulante en el lado conectado en triángulo. La conexión también es más estable bajo carga desbalanceada, ya que la

delta redistribuye parcialmente cualquier desequilibrio que se presente.

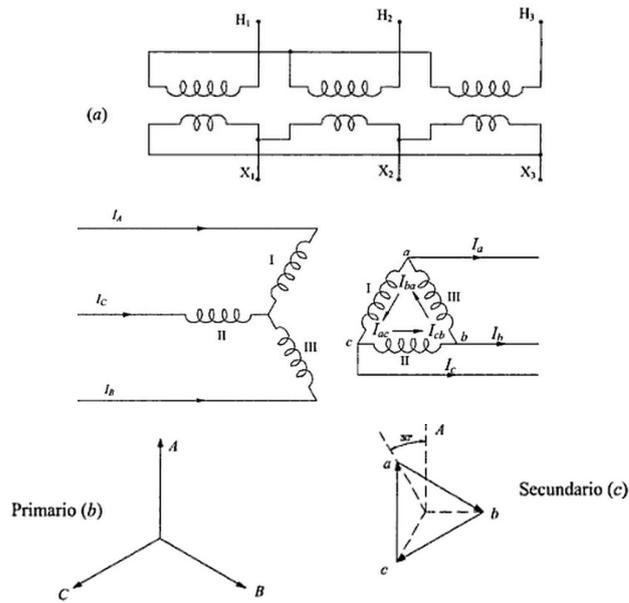


Fig. I-46 Conexión estrella-delta de transformadores

1.3.1.2.1.5 Grupos de Conexión

D: triángulo A.T.

Y: estrella A.T.

d: triángulo B.T.

y: estrella B.T.

Numero: Desfasaje de Voltaje de línea A.T. respecto de Voltaje de línea B.T, se multiplica por 30.

| INDICE DE DESFAJAJE | SIMBOLO DE ACOPLAMIENTO | DIAGRAMA FASORIAL | | ESQUEMA DE CONEXIONES | RELACION DE TRANSFORMACION |
|---------------------|-------------------------|-------------------|--------------|-----------------------|--------------------------------------|
| | | ALTA TENSION | BAJA TENSION | | |
| 0 (0°) | Dd0 | | | | $\frac{N_1}{N_2}$ |
| | Yy0 | | | | $\frac{N_1}{N_2}$ |
| | Dz0 | | | | $\frac{2 N_1}{3 N_2}$ |
| 5 (150°) | Dy5 | | | | $\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$ |
| | Yd5 | | | | $\sqrt{3} \frac{N_1}{N_2}$ |
| | Yz5 | | | | $\frac{2}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$ |

Fig. I-47 Grupos de conexión

Fuente: VDE 0532

| INDICE DE DESFASAJE | SIMBOLO DE ACOPLAMIENTO | DIAGRAMA FASORIAL | | ESQUEMA DE CONEXIONES | RELACION DE TRANSFORMACION |
|------------------------|-------------------------|-------------------|--------------|-----------------------|--------------------------------------|
| | | ALTA TENSION | BAJA TENSION | | |
| 6 (180°) | Dd6 | | | | $\frac{N_1}{N_2}$ |
| | Yy6 | | | | $\frac{N_1}{N_2}$ |
| | Dz6 | | | | $\frac{2 N_1}{3 N_2}$ |
| 11 (330°) (-30°) | Dy11 | | | | $\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$ |
| | Yd11 | | | | $\sqrt{3} \frac{N_1}{N_2}$ |
| | Yz11 | | | | $\frac{2}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$ |

I-48 Grupos de conexión

Fuente: VDE 0532

Cada grupo se identifica con una cifra que multiplica por 30° da como resultado el desfase (para el caso de Dy5 el desfase seria 150°), en retraso, que existe entre las tensiones del mismo grupo del secundario respecto al primario del transformador en cuestión. La designación de los diversos tipos de conexiones, se hace tomando letras mayúsculas (D, Y, Z) para el lado de alta tensión, y letras minúsculas (d, y, z) para el lado de baja tensión.

Para elegir el grupo de conexión más apropiado en cada particular, una de las condiciones más importantes que debe tenerse en cuenta es la determinación previa de si el devanado de baja tensión ha de trabajar con carga desequilibrada y corriente en el neutro (esto último solo resulta posible en las conexiones y). Desde el punto de

vista del equilibrio magnético y atendiendo, por lo tanto, a la disposición y a las pérdidas adicionales, sino existe neutro en el lado de alta, la carga desequilibrada solamente será admisible dentro de ciertos límites.

1.3.2 Por la operación.

Se refiere a la potencia que manejan dentro del sistema eléctrico:

1.3.2.1 Transformador de distribución

Son los transformadores usados para transferir energía eléctrica desde un circuito primario de distribución a un circuito secundario de distribución o circuito de servicio al consumidor. Normalmente los transformadores de distribución van hasta 2000 kVA o 34500 V.



Fig. I-49 Transformador de distribución trifásico en torre de transformación

Fuente: Archivo de imágenes R.V.R. Transformadores

Los transformadores de distribución refrigerados en aceite son generalmente del tipo ONAN (refrigerados en aceite por el principio de convección)

1.3.2.2 Transformador de potencia.

Se utilizan para subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Son de aplicación en subestaciones elevadoras, reductoras o de paso, centrales de generación y donde realizan una función dedicada o cautiva, cuando alimentan un solo equipo exclusivamente. Por ejemplo en una industria pesada, un

transformador toma energía a nivel de 34.500 Voltios (34,5 kV) y la transforma a 4.160 Voltios (4.16 kV), para alimentar motores especiales de 5.000 caballos (HP), o en grandes usuarios consumidores como siderúrgicas.



Fig. I-50 Transformador de potencia

Fuente: <http://www.comercioindustrial.net>

Normalmente se los considera transformadores de potencia cuando son de más de 2000 kVA o mayores a 34 500 V y 500 kVA.

1.3.3 Por su utilización

De acuerdo a la posición que ocupan dentro del sistema:

1.3.3.1 Transformador elevador.

Son generalmente transformadores de potencia que van conectados a la salida del generador, elevan el voltaje y proporcionan la energía a las líneas de transmisión.

1.3.3.2 Transformadores de subestación.

Los transformadores de potencia que se conectan al final de la línea de transmisión para reducir la tensión a nivel de subtransmisión.

1.3.3.3 Transformadores de distribución

Reducen la tensión de los primarios de distribución a tensiones aplicables en zonas de consumo, o sea a baja tensión (480-220-110 voltios) y general mente tienen capacidades de 5 a 500 kVA.

1.3.3.4 Transformadores especiales.

Son transformadores de potencia o distribución diseñados para aplicaciones específicas, no incluidas en las anteriores y que pueden ser: reguladores de tensión, transformadores para rectificador, transformadores para horno de arco eléctrico, transformadores defasadores; autotransformadores para minas; transformadores para prueba; transformadores para fuentes de corriente directa y muchos otros.

1.3.3.5 Transformadores de medición

Son transformadores de potencial y transformadores de corriente que son usados en la medición, en la protección y en el control de los sistemas de potencia.

1.3.3.6 En función de los lugares de instalación

- Tipo poste.
- Tipo subestación.
- Tipo pedestal.
- Tipo bóveda o sumergible.

Los transformadores tipo poste son comúnmente los transformadores de distribución que vemos, así como los de subestación que son los transformadores de potencia. El tipo pedestal refiere a la imagen (Fig. I-51), el mismo está provisto de una serie de elementos de seguridad que asegurarán la integridad de la misma máquina y de los seres vivos que lo rodean, a su vez de que no necesita de un cuarto propio para su normal operación.



Fig. I-51 Transformador tipo pedestal

Fuente: <http://intecri.com>

1.3.4 De acuerdo al tipo de enfriamiento.

El calor que producen las diferentes pérdidas en un transformador se deben evacuar al exterior, el objetivo de esto es aumentar la vida útil de los aislamientos y conductores debido que se conservan mejor a bajas temperaturas, en resumen prevenir puntos calientes; este medio puede ser aire, líquido o los dos.

La transmisión de calor se hace más o menos eficiente dependiendo de las características del medio:

- La masa volumétrica.
- El coeficiente de dilatación térmica.
- La viscosidad.
- El calor específico.
- La conductividad térmica.

Todas estas características se considera al aceite uno de los mejores medios de refrigeración, y que tiene además buenas propiedades dieléctricas.

En el mercado existen una serie de métodos de refrigeración y para normar el tipo de enfriamiento hay una designación internacional la consta de cuatro caracteres y esta es:

- La primera letra es la designación del medio que está en contacto con el bobinado:

O para aceite mineral o sintético con punto de inflamación menor a 300°C.

K para aislamiento líquido con punto de inflamación mayor a 300°C.

L para aislamiento líquido con punto de inflamación no medible ($\gg 300^\circ\text{C}$)

- La segunda letra es el mecanismo de circulación de dicho fluido:

N para convección natural.

F para circulación forzada a través del sistema de refrigeración.

D para circulación forzada directamente al bobinado.

- La tercera letra es el medio de refrigeración externo:

A para aire.

W para agua.

- La cuarta letra es el mecanismo de circulación del medio de refrigeración externo:

N para convección natural.

F para el caso de aire ventilación, y bombas para el caso de agua.

A continuación se describen los tipos existentes:

1.3.4.1 Tipo ONAN.

Es un transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural. Este es el método de enfriamiento más común y frecuente ya que es más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones (en su mayoría con transformadores de distribución). El aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas, o bien provistos de enfriadores tubulares o de radiadores separables.

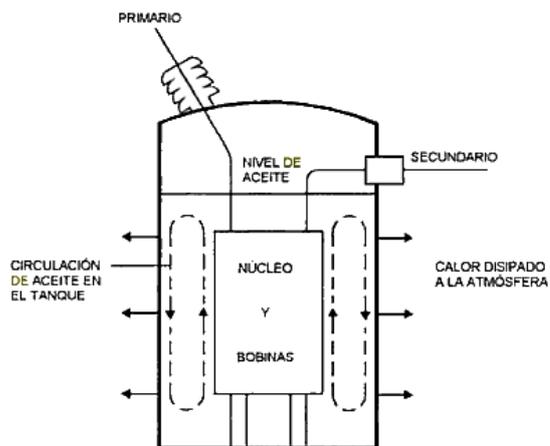


Fig. I-52 Transformador de enfriamiento tipo ONAN

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

La convección se produce únicamente por medio de materiales fluidos (aceite aislante); estos al calentarse, aumentan de volumen y, por lo tanto, su densidad disminuye y ascienden desplazando el fluido que se encuentra en la parte superior y que está a menor temperatura

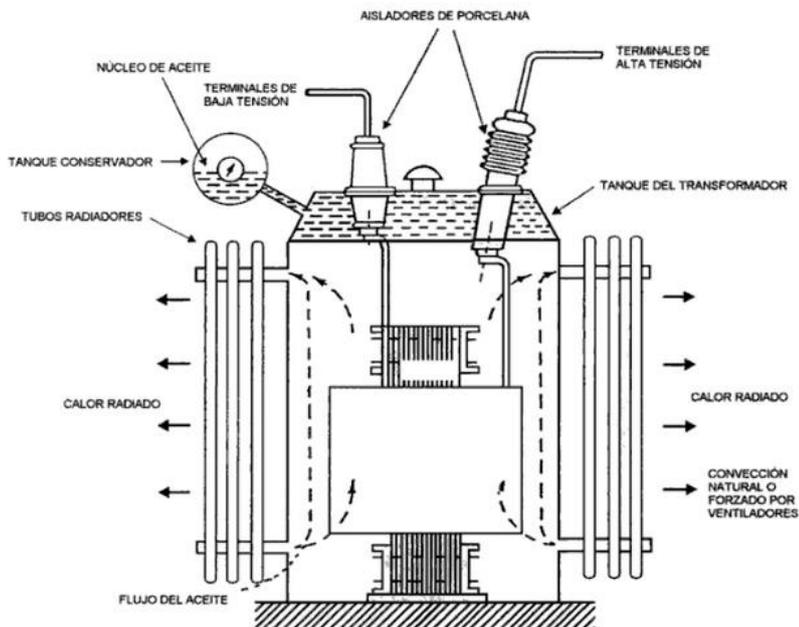


Fig. I-53 Transformador de enfriamiento tipo ONAN con tanque de expansión.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

1.3.4.2 Tipo ONAN / ONAF

Como se ve en la figura (Fig. I-54), es un Transformador sumergido en aceite con enfriamiento a base de aire forzado; es básicamente del tipo ONAN a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la capacidad disipación del calor, y por lo tanto dar la opción a una mayor carga, muy útil en horas pico.

El empleo de este sistema de enfriamiento está indicado cuando la unidad debe soportar sobrecarga durante períodos cortos, pero cuya ocurrencia se espera con cierta frecuencia dentro de las condiciones normales de trabajo y, que deben ser tolerados sin afectar el funcionamiento normal del transformador.

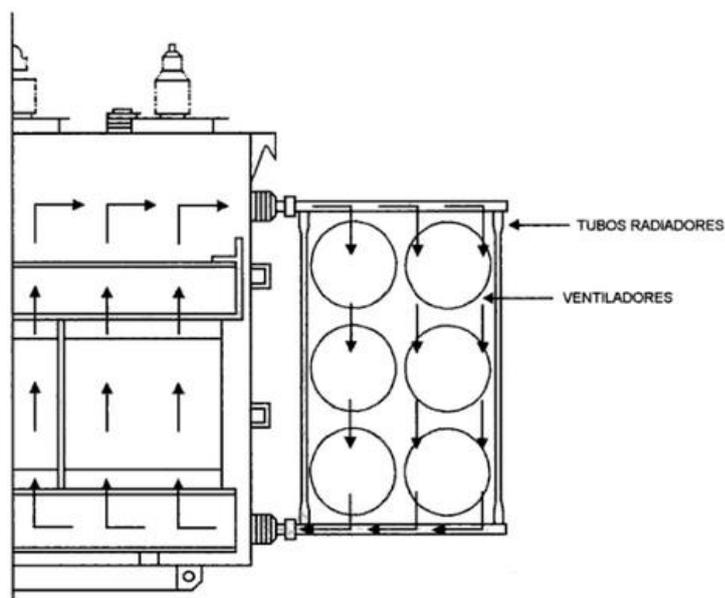


Fig. I-54 Transformador de enfriamiento tipo ONAN/ONAF con tanque de expansión

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

1.3.4.3 Tipo ONAN / ONAF / OFAF.

Es un transformador sumergido en aceite con enfriamiento propio, a base de aire forzado y de aceite forzado con el objetivo del aumento de la capacidad en dos pasos.

En el primero se usa la mitad de los ventiladores y la mitad de las bombas para lograr el aumento de 1,333 veces la capacidad sobre el diseño ONAN; en el segundo se usa la totalidad de los ventiladores y las bombas, con lo que se consigue un aumento de 1,667 veces el régimen ONAN. El arranque y parada de los ventiladores y bombas son controlados por la temperatura del aceite, por medio de controles automáticos que seleccionen la secuencia de operación al aumentar la carga del transformador.

1.3.4.4 Tipo OFWF.

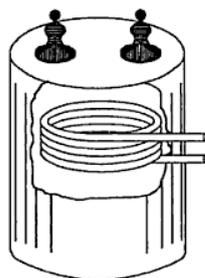


Fig. I-55 Fig. Descripción básica de un transformador con enfriamiento tipo OFWF

Sumergido en aceite, con enfriamiento por agua. Este tipo de transformador está equipado con intercambiador de calor tubular colocado fuera del tanque.

El agua de enfriamiento circula en el interior de los tubos y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente. El aceite fluye estando en contacto con la superficie de los tubos.

1.3.4.5 Tipo ODWF.

Es un transformador sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado y con enfriadores de agua forzada. Este es prácticamente igual que el tipo OFAF, sólo que el intercambiador de calor es del modelo agua-aceite y por lo tanto, el enfriamiento del aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores.

1.3.4.6 Tipo ANAN.

Transformadores tipo seco con enfriamiento propio. Se caracteriza por no tener

aceite u otro líquido para efectuar las funciones de aislamiento y enfriamiento. El aire es el único medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas.



Fig. I-56 Transformador seco con enfriamiento tipo ANAN.

Fuente: Archivo de imágenes R.V.R. Transformadores

1.3.4.7 Tipo ANAF.

Transformador tipo seco con enfriamiento por aire forzado, el diseño comprende un ventilador que empuja el aire en un ducto colocado en la parte inferior de la unidad; por medio de aberturas en el ducto se lleva el aire a cada núcleo. Este tipo solo tiene un régimen: con ventilador.

1.3.4.8 Tipo ANAN / ANAF.

Transformador tipo seco con enfriamiento propio, con enfriamiento por aire forzado, su denominación indica que tiene dos regímenes, uno por enfriamiento natural y el otro contando con la circulación forzada por medio de ventiladores, este control es automático y opera mediante un relevador térmico. [2]

1.4 Pruebas eléctricas en transformadores

La única prueba verídica que puede demostrar que un transformador durará “x” años es hacerlo funcionar durante esos “x” años, pero al momento de la adquisición de uno es necesario tener por lo menos un seguro idealizado, este seguro son una serie de pruebas hechas en fábrica.

Las pruebas se basan en resultados del estado de los materiales aislantes (papel,

empaques, aisladores) y de las piezas más importantes, o sobre el de las que con más probabilidad puedan presentar defectos de diseño o de fabricación.

En general, sobre los transformadores se práctica una serie de pruebas que se inician desde las realizadas a la materia prima, hasta las de mantenimiento efectuado durante su vida útil, comprobando características como el rendimiento, eficiencia, pérdidas, soportabilidad, que aparte de ayudar con el control de calidad, aportarán con tomas de decisiones en el diseño.

1.4.1 Medición de resistencia de los devanados

El objetivo de la medición resistencia de los devanados es encontrar defectos en las conexiones del circuito eléctrico del transformador (empalmes, soldaduras, etc.).

Además esta prueba también ofrece información para determinar las pérdidas en el cobre (I^2R) y calcular la temperatura final de los devanados.

Se calcula a partir de valores óhmicos medidos con corriente continua (por ejemplo 120 Vdc) y referidas a 75°C o según como pida la norma empleada; se mide la corriente, el voltaje del devanado ensayado, se aplica la ley de Ohm y se obtiene la resistencia efectiva en C.C., se multiplica por 1.1 para obtener la resistencia efectiva a la C.A.

De esta manera se tiene la corriente y la resistencia que tiene cada devanado, y con ello determinar la potencia perdida.

Al desarrollar la prueba de resistencia óhmica, debe medirse simultáneamente la temperatura de los devanados, para lo cual es necesario tener presente los siguientes puntos:

- Si en un principio el transformador estaba operando, debe ser desenergizado cuando menos 8 horas antes de efectuar la medición y la temperatura del devanado será considerada como la que tiene el propio líquido, esto es a causa de que la resistencia es extremadamente sensible a la variación de la temperatura.

- El lugar donde se efectúen las mediciones debe estar protegido de variaciones bruscas del ambiente.
- El valor de la resistencia R_m medida a temperatura ambiente, debe ser corregida a la temperatura de 75°C, para transformadores con devanado de cobre se puede aplicar la expresión general:

Ecuación 23

$$R_s = \frac{T_s + T_k}{T_m + T_k} * R_m = k * R_m$$

Dónde:

R_s = resistencia corregida a la temperatura T_s . en Ω .

R_m = Resistencia medida en Ω a temperatura ambiente.

T_s = temperatura a la cual se desea corregir el valor de la resistencia R_m en °C

T_m = Temperatura a la cual fue medida la resistencia R_m en °C

T_k = 234,5°C para bobinas en cobre.

La medición de la resistencia en el caso de dos devanados (En transformadores monofásicos la resistencia medida es entre las terminales $H_1 - H_2$ y $X_1 - X_2$), no representa mayor problema, pero para el caso de transformadores trifásicos se deben tomar en cuenta algunos factores:

- La medición se debe hacer en cada uno de los terminales de línea de cada uno de los devanados (entre H_1-H_2 , H_1-H_3 , H_2-H_3 y X_1-X_2 ; X_1-X_3 ; X_2-X_3) y con base a la media aritmética de los valores obtenidos de las mediciones realizadas sobre los tres pares de terminales, y a su vez es posible conociendo la conexión del devanado llegar al valor medio de la resistencia por fase. La media aritmética se puede obtener ya que en teoría las tres fases son iguales y el resultado de la medición es sensiblemente idéntico.

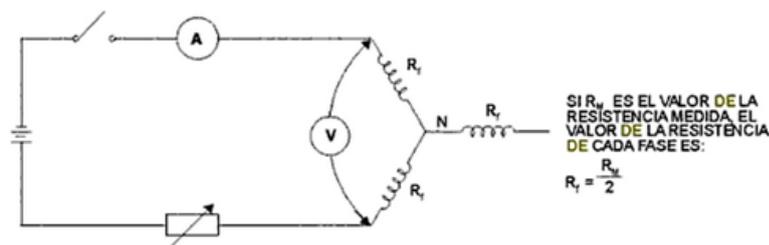


Fig. I-57 Diagrama de medición de resistencia del bobinado conectado en estrella.

Fuente: El libro práctico de los generadores, transformadores y motores eléctricos.

En el caso de un devanado conectado en estrella, si el neutro no está disponible, cada medición será de $2R$, siendo R el valor de la resistencia de fase (Fig. I-57). Pero esto no es aplicable cuando existe un desequilibrio en los valores de la resistencia. Para determinar dicha resistencia en forma correcta cuando están desequilibradas, se emplean las ecuaciones deducidas del circuito en estrella que se muestran en la figura (Fig. I-58)

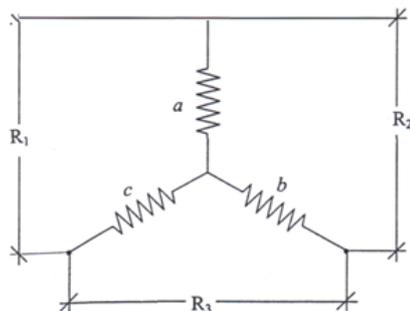


Fig. I-58 Medición de resistencia en Estrella

$$a = 0.5(R1 + R2 - R3)$$

$$b = 0.5(R2 + R3 - R1)$$

$$c = 0.5(R1 + R3 - R2)$$

En el caso de un devanado conectado en delta la lectura será de $2/3R$, pero al igual que en el caso de la estrella, es incorrecto considerarlo así cuando existe un desequilibrio en las resistencias de fase. Por tal motivo, estas resistencias deben

determinarse con las ecuaciones obtenidas del circuito en delta. [26]

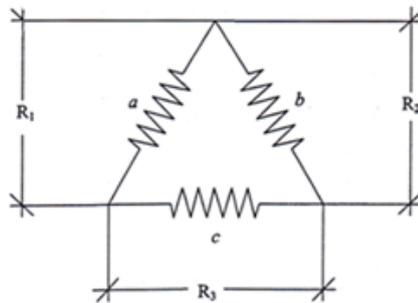


Fig. I-59 Medición de resistencia en delta

$$a = \frac{(-R1 - R2 + R3)^2 - 4 * R1 R2}{2(R1 - R2 - R3)}$$

$$b = \frac{(-R1 - R2 + R3)^2 - 4 * R1 R2}{2(R1 + R2 - R3)}$$

$$c = \frac{(-R1 - R2 + R3)^2 - 4 * R1 R2}{2(R1 - R2 + R3)}$$

1.4.2 Medición de la relación de transformación, verificación de la polaridad y desplazamiento angular.

1.4.2.1 Medición de la relación de Transformación

La prueba de relación de transformación tiene como objetivo, la determinación de la relación entre el número de vueltas del devanado primario y el secundario, en otras palabras determina si la tensión que debe suministrar el transformador corresponde a la tensión deseada.

Existen varios métodos para la determinación de la relación de transformación:

1.4.2.1.1 Método del voltímetro.

Consiste en aplicar un voltaje alterno sinusoidal de valor conocido al devanado de alto voltaje, se mide este voltaje y el que aparece en el otro devanado por medio de voltímetros y transformadores de voltaje apropiados. La relación de los dos voltajes medidos será la relación de transformación.

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

- Los voltímetros deben leerse simultáneamente. Debe hacerse una segunda lectura intercambiando los voltímetros; se tomará el promedio de las dos lecturas para compensar el error de los instrumentos.
- La relación del transformador de voltaje debe ser tal, que sitúe los dos voltímetros aproximadamente en la misma lectura, de otro modo la compensación del error por intercambio de los instrumentos no es satisfactoria y es necesario emplear una conexión apropiada de los mismos.
- La prueba debe hacerse con no menos de cuatro voltajes y escalonamientos de aproximadamente el 10%; el valor promedio debe tomarse como valor verdadero.
- Si los valores tomados difieren en más del 1%, deberán remplazarse los instrumentos de medición y repetirse las medidas.
- Cuando se deba medir la relación de transformación a varios transformadores de especificaciones nominales iguales, el trabajo puede ser simplificado aplicando el sistema enunciado a una unidad y luego comparando los restantes con ésta como patrón, de acuerdo al método del transformador patrón.

1.4.2.1.2 Método del transformador patrón (TTR).

Como es imposible contar el número de espiras en un transformador después de fabricado, lo que se realiza es comparar el voltaje del transformador bajo prueba con la de un transformador patrón calibrado, cuya relación es ajustable en pequeños escalones o taps.

Con este método, el transformador en prueba y el patrón se conectan en paralelo, se aplica voltaje a sus devanados de alto voltaje y mientras los otros devanados se hallan conectados a un detector sensible cuya indicación va llegando a cero conforme se vaya ajustando la relación del transformador patrón. En cuando llegue a cero, las relaciones de ambos transformadores son iguales, con la más pequeña diferencia en la relación de transformación de algunos de ellos, se produce una corriente circulante relativamente grande entre ambos.

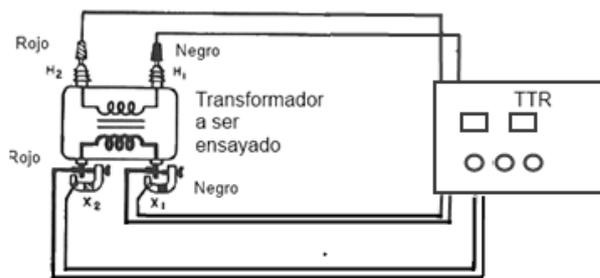


Fig. I-60 Conexión del TTR monofásico al transformador

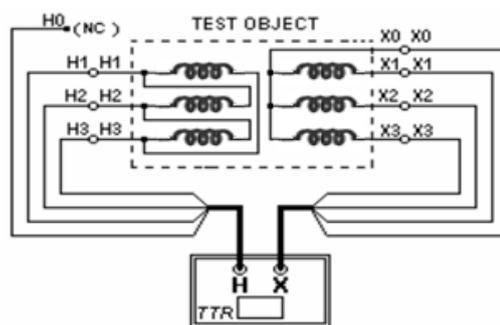


Fig. I-61 Conexión del TTR trifásico

El método del transformador patrón lo emplea un equipo llamado TTR, como ya se

mencionó, funciona con un transformador con muchos pasos el cual se conecta en paralelo con el transformador bajo prueba con un galvanómetro conectado en serie con las bobinas secundarias de ambos transformadores. Por medio de un dínamo o fuente de poder, se excitan las bobinas primarias. El objetivo es que el galvanómetro no detecte deflexión (que no pase corriente a través de él) en caso de que lo haga se jugará con la relación del transformador patrón, en el momento que ya no haya paso de corriente se puede decir que los dos transformadores tienen la misma relación de transformación.



Fig. I-62 Forma típica de un TTR analógico

Fuente: SinglePhTTR DataSheet, Megger

Para obtener el equilibrio del galvanómetro en el equipo T.T.R., es necesario ir variando la posición de los selectores o taps del patrón hasta lograr el equilibrio de la aguja del galvanómetro.

Al mover la posición de los selectores, lo que realmente se está haciendo es variar el número de vueltas del bobinado secundario del transformador patrón.

Para interpretar los resultados será necesario calcular tanto por ciento de diferencia que exista entre los valores reales y valores teóricos, con la siguiente expresión:

$$Error = \frac{Relacion\ teórica - Relacion\ medida}{Relacion\ teórica} * 100$$

Este resultado de error según norma NTE 2111-2004 no deberá variar en $\pm 0,5\%$.

Durante la prueba de relación de transformación, se debe verificar todas las posiciones del cambiador de tomas para identificar espiras cortocircuitadas, ajustes

incorrectos, errores en el conteo de espiras, terminales identificados incorrectamente y fallas en los cambiadores de tomas. [25]

1.4.2.2 Identificación de fases y polaridad

Además de los ensayos de vacío y de cortocircuito usados para determinar la regulación, el rendimiento (o eficiencia) y el rendimiento diario de un transformador de distribución, se suelen realizar otros ensayos antes de poner un transformador en servicio. La identificación de fases es el proceso mediante el cual se identifican los terminales individuales que constituyen los devanados de cada una de las bobinas del transformador.

El ensayo de polaridad se realiza de manera que los terminales individuales de los devanados de bobinas independientes de un transformador pueden ser marcados o codificados de manera que se identifiquen los terminales que tengan igual polaridad relativa instantánea.

La figura (Fig. I-63) muestra un transformador de varias bobinas con dos arrollamientos de alta tensión y dos arrollamientos de baja tensión. Las bobinas de alta tensión (que tienen muchas espiras) por norma están codificadas con la letra "H" para designar sus terminales. Los terminales de baja tensión están designados por la letra "X".

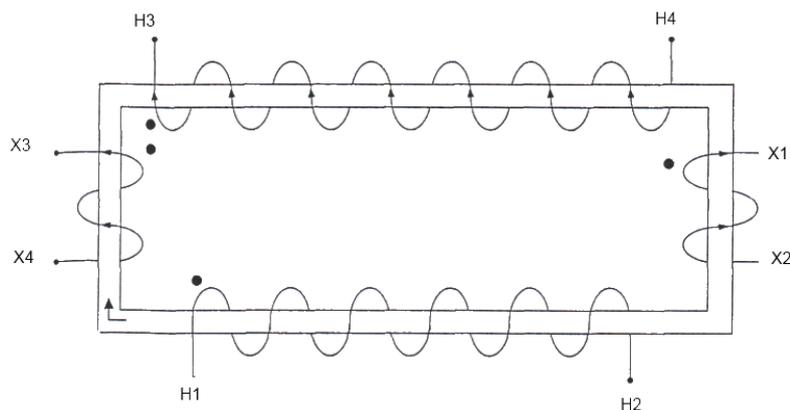


Fig. I-63. Determinación de la polaridad de los transformadores usando la convención de puntos.

Como se muestra en la figura anterior, la polaridad instantánea se codifica mediante un subíndice. El código particular que muestra la figura se usa un subíndice número

impar para designar la polaridad instantánea positiva de cada arrollamiento. Obsérvese que el subíndice del número impar se corresponde también con el punto que representa la f.e.m. inducida positiva en cada arrollamiento, como se muestra en la figura. Así, en el caso de que las bobinas deban conectarse ya sea en paralelo o en serie para obtener distintas relaciones de tensión, puede hacerse adecuadamente la conexión teniendo en cuenta las polaridades instantáneas. Supóngase que el primario H_1-H_2 esté en tensión y que H_1 esté conectado en un instante dado al terminal positivo de la alimentación. El flujo mutuo ϕ_m en el núcleo tiene en este instante el sentido de las agujas del reloj, indicado. De acuerdo con la ley de Lenz, la f.e.m. inducida en los restantes devanados tiene el sentido que se ve. Otro método para comprobar la convención de puntos de la figura consiste en comparar la manera cómo están devanadas las bobinas sobre el núcleo. Las bobinas H_1-H_2 y X_3-X_4 están devanadas en el mismo sentido, por tanto el punto está en el terminal izquierdo. Las bobinas X_1-X_2 y H_3-H_4 están devanadas en igual sentido, que es opuesto al de H_1-H_2 . Estas bobinas deben tener el punto en el terminal derecho para significar polaridad positiva y polaridad opuesta a H_1-H_2 .

1.4.2.2.1 Identificación de fases

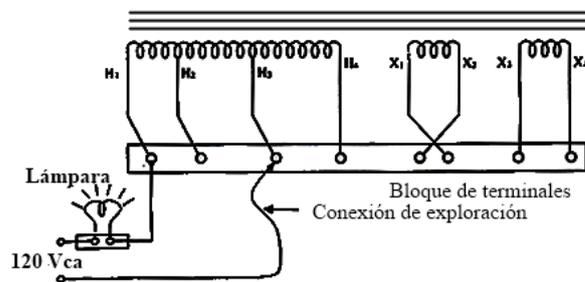


Fig. I-64 Ensayo práctico de identificación de terminales.

La figura (Fig. I-64) muestra un transformador cuyos extremos de bobina han sido llevados hasta un bloque de terminales en el que, todavía, no se han identificado éstos, en relación a su fase o polaridad. Un método práctico simple para la identificación de fases de los arrollamientos del transformador. Una lámpara de 120 volts y una alimentación de 120 V de c.a. proporcionan un medio para la identificación de la bobina. Si la parte de la carga de la lámpara está conectada al terminal H_1 como se muestra en la figura, y la conexión de exploración se conecta al

terminal X_4 , la lámpara no se enciende. Moviendo la conexión de exploración de derecha a izquierda a lo largo del bloque de terminales no se produce indicación en la lámpara hasta que se alcanza el terminal H_4 . La lámpara se enciende en los terminales H_4 , H_3 y H_2 , indicando que solamente los cuatro terminales de la parte izquierda forman parte de una única bobina. El brillo relativo de la lámpara también puede dar indicación de las tomas.

La lámpara brilla más cuando se cierra el circuito entre H_1 - H_2 y menos cuando se cierran entre H_1 - H_4 . Puede obtenerse una comprobación más sensible de la identificación de fases de las bobinas y tomas usando un voltímetro de c.a. (1000 Ω/V) en lugar de la lámpara, utilizando la escala de 150V del instrumento. El voltímetro indicará la tensión de alimentación para cada toma de una bobina común puesto que su resistencia interna (150k Ω) es mucho mayor que la resistencia del arrollamiento del transformador. También puede utilizarse un óhmetro electrónico para identificar la toma mediante medidas de resistencia y también comprobar los devanados de las bobinas mediante la prueba de continuidad.

1.4.2.2.2 Polaridad de los transformadores

La polaridad de un transformador es simplemente cuestión de disposición de los terminales, (las bobinas secundarias de los transformadores se arrollan en el mismo sentido de la bobina primaria o en el sentido opuesto, según el criterio del fabricante) y puede cambiarse permutando los conductores de alta o de baja tensión dentro del tanque.

Las señales para indicar la polaridad son útiles cuando se conectan transformadores en bancos trifásicos.

Entonces se podría decir:

- **“Adictiva:** La polaridad positiva o aditiva se da cuando en un transformador el bobinado secundario está arrollado en el mismo sentido que el bobinado primario. Esto hace que los flujos de los dos bobinados giren en el mismo sentido y se sumen. Los terminales “H1” y “X1” están cruzados.

- **Sustractiva:** La polaridad sustractiva se da cuando en un transformador el bobinado secundario esta arrollado en sentido opuesto al bobinado primario. Esto hace que los flujos de los dos bobinados giren en sentidos opuestos y se¹³ resten. Los terminales “H1” y “X1” están en línea.”

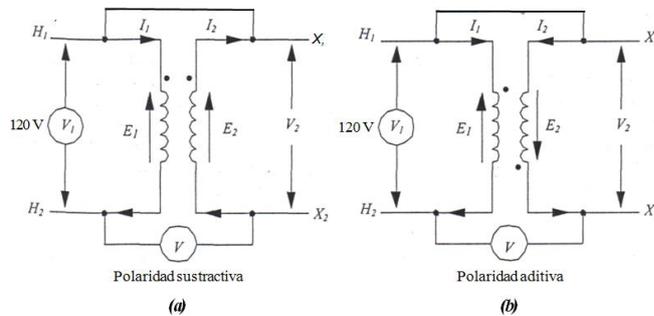


Fig. I-65. Ensayo de polaridad e identificación de los terminales en los transformadores.

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

Como regla general, para determinar la polaridad de un transformador siga los pasos siguientes:

1. Seleccionar cualquier arrollamiento de alta tensión y usarlo como bobina de referencia.
2. Unir mediante una conexión un terminal de la bobina de referencia con un terminal de cualquier otro arrollamiento de polaridad desconocida.
3. Designar al otro terminal de la bobina de referencia con un punto de polaridad (positiva).
4. Conectar un voltímetro (c.a.) entre el terminal marcado con punto de la bobina de referencia y el otro terminal de la bobina de polaridad desconocida.
5. Aplicar tensión (generalmente de 120 volts) a la bobina de referencia.
6. Anotar los valores de la tensión en bornes de la bobina de referencia V_1 y el de la tensión de ensayo entre bobinas, V .
7. Si la tensión de ensayo V es superior a V_1 , la polaridad es aditiva, y debe

¹³ Cevallos Aleaga, Diseño de un laboratorio de pruebas para transformadores de distribución para la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.-Loja , UPS, año 2010, página 39

marcarse un punto en la bobina ensayada como se muestra en la figura (Fig. I-65b).

8. Si la tensión de ensayo V es menor que V_I , la polaridad es sustractiva, y debe marcarse el punto en la bobina ensayada como se muestra en la figura (Fig. I-65).
9. Etiquetar el terminal marcado con punto de la bobina de referencia con la denominación H_I y el terminal marcado con punto de la bobina ensayada con X_I (o cualquier designación adecuada de números impares).

1.4.2.2.3 Polaridad con el método del transformador patrón (TTR).

La polaridad de un transformador se puede verificar por métodos de comparación con un transformador patrón de polaridad conocida, de manera similar a la prueba de relación por el método del transformador patrón.

Se conecta en paralelo los devanados de alto voltaje del transformador en prueba con el del transformador patrón (polaridad conocida y con la misma relación de transformación que la del transformador en prueba), uniendo entre sí los terminales correspondientes. A su vez se conectan también los terminales de un lado de los devanados de bajo voltaje de una sola línea entre ambos transformadores, dejando libres los restantes. En estas condiciones se aplica un voltaje de valor reducido a los devanados de alto voltaje y se mide el voltaje entre los terminales libres del lado de bajo voltaje. Si el voltímetro indica cero o un valor mínimo, la polaridad de ambos transformadores será la misma.

Cuando se utilice un detector es recomendable que las relaciones de los transformadores sean iguales. La polaridad de los dos transformadores es idéntica si la indicación del detector es cero o apenas perceptible.

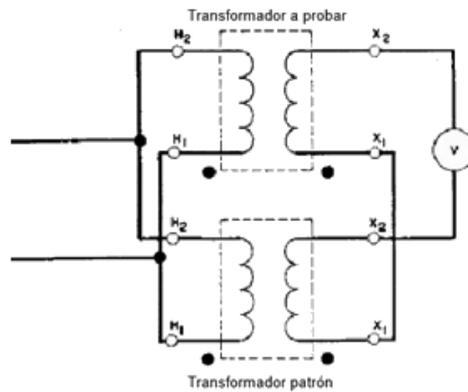


Fig. I-66 Esquema del circuito utilizado en método del transformador patrón

1.4.2.3 Medición del desplazamiento angular

Como su nombre lo indica su objetivo es la medición de desplazamiento angular o diagrama vectorial de transformadores polifásicos donde se verifica conectando entre sí.

Se conecta un terminal de un devanado con el correspondiente del otro y se excita el transformador con una tensión trifásica relativamente baja, midiéndose la tensión entre varios pares de terminales. Con estos valores de tensión, se puede trazar el diagrama fasorial de las tensiones, el cual se compara con el suministrado por el fabricante

1.4.2.3.1 Método del indicador

Se utiliza un indicador de secuencia, que puede estar constituido por un motor asíncrono trifásico o uno monofásico de fase auxiliar. Conectando el indicador a los terminales de alta tensión se aplica a éstos una tensión de valor adecuado y se toma nota del sentido de secuencia.

Se transfiere el indicador al lado de baja tensión, conectando cada terminal a su correspondiente marcación, se regula la tensión al valor adecuado y se toma nota del sentido de la secuencia sin alterar las conexiones en el primario. La coincidencia del sentido de la secuencia indica que ésta es igual en ambos devanados. [2]

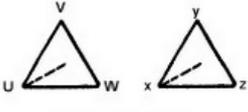
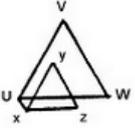
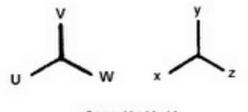
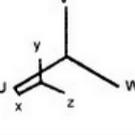
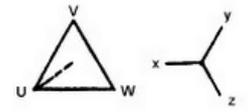
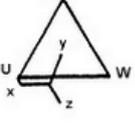
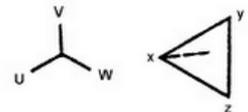
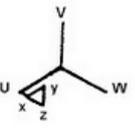
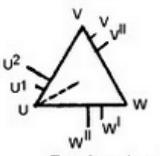
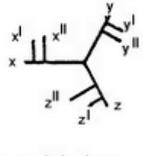
| | Desplazamiento angular | Diagrama para verificación de la medida | Verificación de las medidas |
|--|--|---|--|
| Grupo 1 Desplazamiento angular 0° |  <p>Conexión delta - delta</p> |  | <p>Conectar U a x</p> <p>Medir V-y, W-y</p> <p>U - V, V-z, W-z</p> <p>Relaciones de tensión</p> <p>1) $V - z = W - y$</p> <p>2) $V - y < U - V$</p> <p>3) $V - y < V - z$</p> <p>4) $V - y = W - z$</p> |
| |  <p>Conexión Y - Y</p> |  | |
| Grupo 2 Desplazamiento angular 30° |  <p>Conexión delta - Y</p> |  | <p>Conectar U a x</p> <p>Medir W - y, W - z</p> <p>U - W, V - y, V - z</p> <p>Relaciones de tensión</p> <p>1) $W - y = W - z$</p> <p>2) $W - y < U - W$</p> <p>3) $V - y < V - z$</p> <p>4) $V - y < U - W$</p> |
| |  <p>Conexión Y - delta</p> |  | |
| |  <p>Transformadores trifásicos con derivaciones</p> |  | |

Fig. I-67 Conexiones y diagramas fasoriales de tensión en transformadores trifásicos

Nota.- La polaridad por fase, el desplazamiento angular y la secuencia de fases de un transformador trifásico, pueden obtenerse simultáneamente al determinar la relación de transformación, por el método del transformador patrón.

1.4.3 Medición de Perdidas

1.4.3.1 Prueba de medición de pérdidas en vacío y corriente de excitación.

El objetivo de esta prueba es determinar en la práctica las pérdidas en el circuito

magnético o núcleo.

Las pérdidas sin carga de un transformador, consisten principalmente de las pérdidas en el hierro del núcleo y son una función de la magnitud, frecuencia y forma de onda del voltaje aplicado.

La potencia que consume el transformador trabajando en vacío a voltaje nominal es aproximadamente igual a las pérdidas en el hierro y se desprecian las pérdidas que puede haber en el cobre ya que el circuito del secundario se encuentra abierto.

La llamada corriente de vacío, básicamente tiene dos componentes: Una que produce la Histéresis magnética (máxima densidad flujo en el núcleo) y otra que alimenta las pérdidas (corrientes de Eddy o Foucault) Fig. I-24

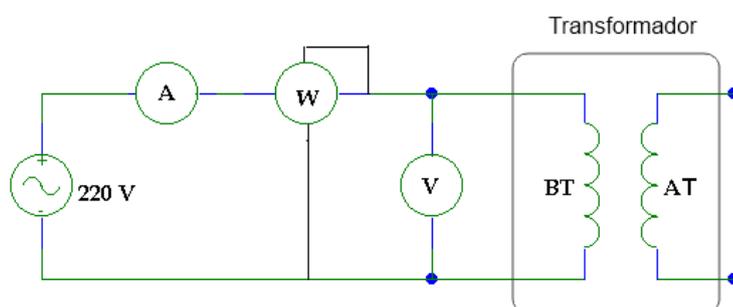


Fig. I-68 Determinación de pérdidas en vacío

La potencia P_0 (Pérdida en vacío) que absorbe el transformador la indica el vatímetro “W”, la lectura del amperímetro “A” conectado en el primario, proporciona el valor la corriente I_0 corriente de excitación absorbida desde el primario en la producción el flujo mutuo y el voltímetro el voltaje V.

La corriente de excitación es comúnmente expresada en Pu o en porcentaje del rango de corriente del devanado que es objeto de la medición.

Aun cuando para propósitos de la prueba no resulta importante de qué lado se alimente el transformador, por razones de seguridad y facilidad en la medición se recomienda se alimente por devanado de bajo voltaje.

Las pérdidas por corrientes de Eddy son de naturaleza electromagnética y se

producen por el flujo local de las corrientes en las laminaciones de hierro. Son creadas exactamente de la misma forma que las pérdidas óhmicas en los devanados del transformador. Las pérdidas dependen únicamente del valor máximo del flujo y son por lo tanto constantes para un transformador dado e independientemente de la carga. [21]

Las pérdidas por corrientes circulantes se pueden controlar en forma efectiva laminando el núcleo. Estas pérdidas se pueden evaluar de acuerdo con la expresión:

Ecuación 24

$$P_e = K_e * f^2 B_m^2 t^2$$

Dónde:

K_e = Constante que depende del volumen del núcleo y la resistividad del acero.

t = Grosor de las laminaciones de núcleo.

Las pérdidas totales del núcleo se pueden calcular entonces:

$$P_o = P_h + P_e = K_h * f * B_m^n + K_e * f^2 B_m^2 t^2$$

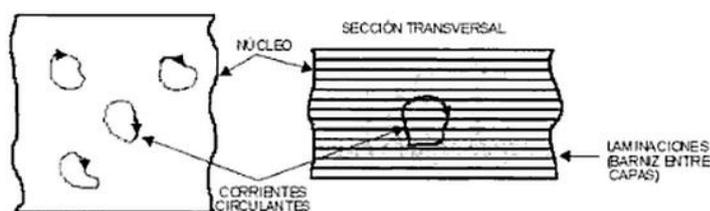


Fig. I-69 Corrientes circulantes en un transformador.

1.4.3.2 Determinación de pérdidas con carga y voltaje de impedancia.

La impedancia consta de una componente activa la cual corresponde a las pérdidas de corto circuito y de una componente reactiva que corresponde al flujo de dispersión en los devanados. Por la dificultad de la medición, no es práctico medir estas componentes separadamente, pero pueden calcularse después de medir las pérdidas totales y el voltaje de cortocircuito.

La tensión de cortocircuito de un transformador, es la tensión requerida para hacer circular la corriente nominal a través del devanado donde se aplica la tensión, cuando el otro devanado es cortocircuitado.

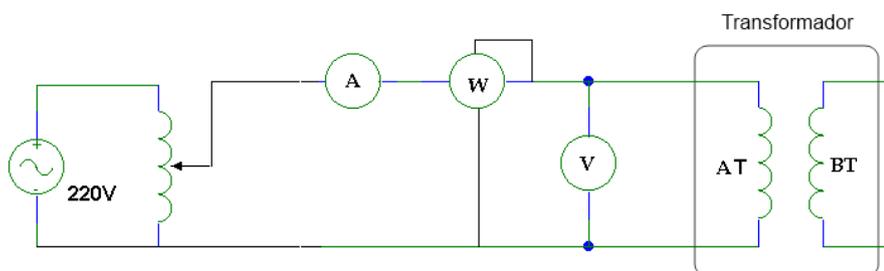


Fig. I-70 Conexión para medir la Tensión de corto circuito y pérdidas con carga del lado de alta tensión

La componente resistiva de la tensión, llamada caída de tensión resistiva, está en fase con la corriente y corresponde a las pérdidas con carga; la componente reactiva de la tensión, llamada caída de tensión reactiva, está en cuadratura con la corriente y corresponde a los enlaces de flujos de dispersión de los devanados.

En otras palabras tensión es la suma fasorial de las dos componentes. La tensión de cortocircuito medida a la temperatura de prueba y las pérdidas disipadas dentro del transformador, bajo esta condición, son iguales a las pérdidas con carga nominal a la temperatura de prueba. La tensión y las pérdidas con carga deberán corregidas a una temperatura de referencia dada por norma.

La selección del devanado a cortocircuitar depende de la facilidad para medir, un transformador con un voltaje 13800/220 voltios, es conveniente alimentarlo del lado de alta tensión, y cortocircuitarlo del lado del secundario o baja tensión.

Conectando los instrumentos de medición, amperímetro, vatímetro y voltímetro, como se muestra en la figura (Fig. I-70), se incrementa el voltaje desde 0 voltios hasta que circule por este lado del transformador corriente nominal (de un 5 a 15% del voltaje nominal), con esto pueden hallarse fácilmente las constantes más importantes de los devanados, como son sus tensiones cortocircuito, impedancias, reactancias de dispersión, la reactancia de cortocircuito y las pérdidas en las bobinas incluidas las adicionales por efecto superficial.[24]

Con el fin de obtener resultados confiables las pruebas se debe realizar con la máxima rapidez, ya que el calentamiento excesivo de los devanados da valores erróneos de la resistencia real.

Donde obtiene:

V_{cc} , I_{cc} o I_n , P_{cc} o P_c

Y a su vez esto permite calcular:

Impedancia equivalente

Ecuación 25

$$Z_{ep} = V_{cc}/I_{cc}$$

Resistencia equivalente

Ecuación 26

$$R_{ep} = P_{cc}/I_{cc}^2$$

Reactancia equivalente

Ecuación 27

$$X_{ep} = \sqrt{Z_{ep}^2 - R_{ep}^2}$$

Todas estas referidas al lado de alimentación.

De la prueba de cortocircuito las pérdidas a plena carga se obtienen:

$$P_{cc} = I_{cc}^2 * R_{ep}$$

La eficiencia del transformador se calcula como:

$$Eficiencia = \eta = \frac{Potencia\ de\ salida}{Potencia\ de\ salida + perdidas}$$

$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de salida} + p. \text{ hierro} + p. \text{ devanados}}$$

Factores que afecta a los valores de pérdidas con carga y al voltaje de impedancia:

- **Diseño.** Los factores que influyen en el diseño son los siguientes:

- El material del conductor
- Las dimensiones del conductor
- El diseño de las bobinas
- La disposición de los bobinados
- El diseño del apantallamiento

- **El Proceso.** Los valores de las pérdidas con carga y del voltaje de impedancia, son afectados por los siguientes factores:

- Dimensiones de las bobinas
- Conexiones de terminales
- Partes metálicas expuestas al flujo magnético
- Variaciones en las propiedades del conductor y
- Otras partes metálicas

- **Temperatura.** Las pérdidas con carga son función de la temperatura. El componente I^2R de las pérdidas con carga se incrementa con la temperatura mientras que el componente de las pérdidas parásitas decrece con la temperatura. El procedimiento para corregir las pérdidas con carga y el voltaje de impedancia a una temperatura referencial normalizada se describe en el numeral 4.4.2.

- **Métodos de medición.** En ciertos casos se puede obtener un bajo factor de potencia en la medición de las pérdidas con carga y el voltaje de impedancia. En estos casos debe verificarse el método de medición que ha sido seleccionado. Bajo estas condiciones, los componentes del sistema de ensayo son esenciales para los resultados repetitivos.

1.4.4 Prueba de voltaje aplicado.

La prueba de voltaje aplicado es una de las pruebas que tiene como objetivo verificar que la clase y cantidad de material aislante son las adecuadas, con esto asegurar que el aislamiento de los bobinados del transformador soportará los esfuerzos eléctricos a los que se verá sometido durante su vida útil.

La prueba se efectúa aplicando una tensión sinusoidal a 60 Hz, durante un minuto, iniciándose con un valor no mayor de una cuarta parte del establecido como tensión de prueba (Tabla 7 y Tabla 8) Posteriormente se elevará hasta alcanzar la tensión requerida en un tiempo aproximado de 15 segundos. Para suspender la tensión, se reducirá gradualmente hasta alcanzar por lo menos un cuarto de la tensión máxima aplicada en un tiempo no mayor de 5 segundos antes de desconectar.

- A cada devanado de un transformador se asignará un valor de voltaje máximo del equipo V_m .
- Las exigencias para la coordinación del aislamiento de un transformador con respecto a sobre voltajes transitorios se formularán de manera diferente dependiendo del valor de V_m . Cuando las exigencias acerca de pruebas específicas para devanados diferentes en un transformador difieran, se aplicará la exigencia para el devanado con el más alto V_m .
- Los valores generalizados de V_m se indican en la Tabla 7 y la Tabla 8. El valor que se va a seleccionar para un devanado del transformador será igual o inmediatamente superior al voltaje nominal del devanado.
- Si el voltaje máximo del sistema V_m no es excedido, los devanados de los transformadores podrán estar provistos de derivaciones para voltajes por encima del valor del voltaje nominal, sin incrementar el nivel básico de aislamiento (BIL) seleccionado.
- El valor de V_m y el nivel básico de aislamiento (BIL) que son asignados a cada devanado de un transformador, serán parte de la información que debe

ser suministrada con un pedido y una orden. Si hay un devanado con aislamiento no uniforme el nivel de básico de aislamiento del terminal neutro también deberá ser especificado por el comprador.

- Los valores especificados de nivel básico de aislamiento (BIL) de todos los devanados, se deberán registrar en la placa de características. La información para los diferentes devanados deberá estar separada por una raya inclinada (/).
- Para un devanado con aislamiento no uniforme primero se indicará el valor de aislamiento del terminal de línea y enseguida, separado por un guion, el valor para el terminal neutro.
- Se mide el valor de cresta del voltaje de prueba. El valor de cresta dividido por $\sqrt{2}$ debe estar de acuerdo con las tablas.
- El voltaje apropiado se aplica entre los devanados bajo prueba y los demás, conectados a tierra con el núcleo, armazón y tanque o cubierta del transformador (Fig. I-71).
- Si la tensión se retira repentinamente por medio de un interruptor, el aislamiento puede ser dañado por una tensión transitoria mayor que la de prueba; **sólo en caso de falla**, la prueba podrá ser suspendida inmediatamente.

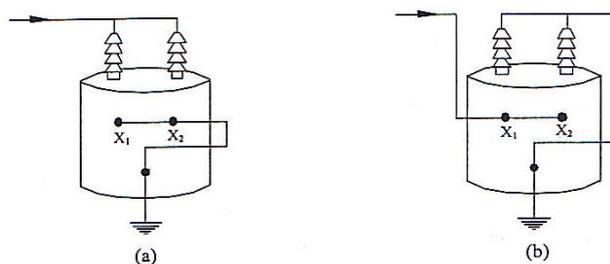


Fig. I-71 Esquemas de conexión para realizar la prueba de voltaje aplicado

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

Tabla 7. Relaciones de voltaje nominal del sistema, voltaje máximo del sistema y nivel básico de

aislamiento (BIL)

| Aplicación | Voltaje nominal del sistema Vn kV ef. | Voltaje máximo del sistema Vm 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 |

Fuente: NTE 2125:98

Tabla 8. Interrelaciones entre los niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores y el voltaje de prueba.

| Aplicación | Nivel básico de aislamiento BIL kV | Nivel de voltaje de aislamiento para baja frecuencia, kV eficaces |
|--------------|------------------------------------|---|
| Distribución | 30 | 10 |
| | 45 | 15 |
| | 60 | 19 |
| | 75 | 26 |
| | 95 | 34 |
| | 125 | 45 |
| | 150 | 60 |
| | 200 | 75 |
| 250 | 90 | |

Cuando un transformador está diseñado para operar a altitudes entre 1000 m y 3000 m sobre el nivel del mar, pero se ensaya a altitud normal (hasta 1000m), la tensión no disruptiva a frecuencia industrial debe ser incrementada 6,25 % por cada 500 m de la altitud de la instalación que excedan los 1000 m. [28]

1.4.4.1 Criterios de aceptación o rechazo

Los indicios para detectar falla son:

Incremento brusco de corriente: Al incrementarse la corriente repentinamente durante la prueba existe la presencia de una falla a tierra o entre los devanados de alta y baja tensión.

Ruidos dentro del tanque: Al existir un ruido amortiguado o zumbido dentro del tanque, será debido a una distancia crítica o un exceso de humedad.

Humo y burbujas: La presencia de humos y burbujas indicará la existencia de una falla a tierra o entre los devanados de alta y baja tensión, pero si se observan burbujas sin humo, no necesariamente indicarán una falla ya que puede existir aire ocluido en el devanado; por lo que en este caso se recomienda repetir la prueba.

1.4.5 Prueba de sobre voltaje inducido.

El objetivo de esta prueba consiste en comprobar si el aislamiento espiras y entre capas de los bobinados del transformador se encuentra bien dimensionado o es de la calidad requerida.

“El voltaje a aplicar será el doble de la tensión nominal y mínimo el doble de la frecuencia nominal en el tiempo necesario hasta completar a completar 7200 ciclos.”¹⁴

Al aplicar una tensión del 200%, el flujo aumentará en la misma proporción, por lo que, para contrarrestar el efecto se tendrá que aumentar en igual forma la frecuencia. Es decir, cuando el transformador esté diseñado para operar a 60 Hz, la prueba se podrá ejecutar a 120 Hz y su duración será de 60 segundos. Cuando la prueba se realice con una frecuencia mayor a los 120 Hz, el esfuerzo dieléctrico en los devanados será mayor, por lo que la prueba será limitada a 7200 ciclos. Por tal razón, el tiempo de la prueba depende de la frecuencia. Con este criterio se da la Tabla 9, con los valores de frecuencia más comunes y su tiempo de duración.

¹⁴ Subcomité técnico INEN, NTE 2125:98

Tabla 9. Tiempo de duración de prueba de impulso en función de la frecuencia aplicada.

| Frecuencia (Hz) | Duración de la prueba (seg.) |
|--------------------|---------------------------------|
| 120 | 60 |
| 180 | 40 |
| 240 | 30 |
| 360 | 20 |
| 400 | 18 |

Fuente: NTE 2125:98

A su vez se puede aplicar la siguiente fórmula para obtener el tiempo de prueba (T_p), en función de la frecuencia aplicada:

Ecuación 28

$$T_p = 120 * \frac{\text{Frecuencia nominal}}{\text{Frecuencia de prueba}}$$

1.4.5.1 Procedimiento de prueba

La prueba se inicia aplicando una tensión no mayor a la tercera parte del valor del voltaje de prueba, incrementándolo tan rápidamente como permita la lectura del dispositivo de medida hasta alcanzar el voltaje de prueba. Se mantiene el voltaje de prueba constante durante el tiempo especificado; para suspender la prueba, se reduce gradual y rápidamente la tensión hasta alcanzar por lo menos un tercio del valor de prueba, después de lo anterior se podrá interrumpir su alimentación.

Al igual que en la prueba de potencial aplicado, la prueba de potencial inducido sólo podrá ser suspendida repentinamente en caso de falla, ya que, de otra manera se puede dañar los aislamientos por transitorios de sobretensión mayores que el de prueba.

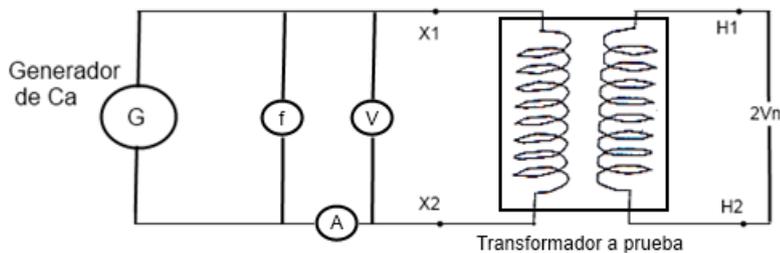


Fig. I-72 Circuito de prueba de tensión inducida en transformador monofásico

F: Frecuencímetro. A: Amperímetro. V: Voltímetro eficaz.

En caso de que la fuente de excitación sea monofásica y el transformador al cual se someterá a prueba sea trifásico, la prueba debe realizarse por fases, como lo representa la figura (Fig. I-73) debiéndose probar independientemente cada una de ellas.

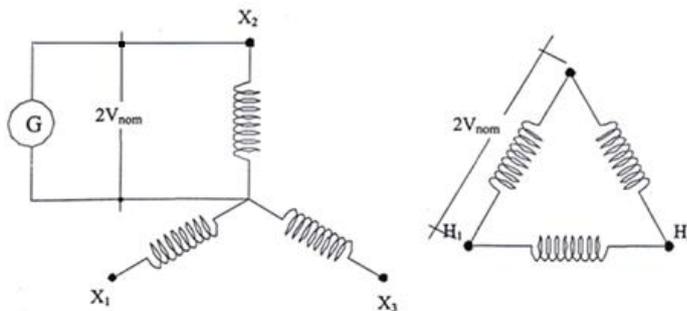


Fig. I-73 Conexión de generador de corriente alterna monofásico en transformador trifásico

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

Aunque por cálculo se determine un tiempo mayor a los 60 segundos de prueba a una frecuencia mejor a la de 120 Hz, la norma indica que:

“La duración de la prueba será de 60 segundos para cualquier frecuencia de prueba menor o igual al doble de la frecuencia nominal (120 Hz). Cuando la frecuencia de prueba excede al doble de la frecuencia nominal, la duración de la prueba en segundos será ciento veinte veces el cociente de dividir la frecuencia nominal para la frecuencia de prueba o bien 15 segundos, escogiendo siempre la que resulte mayor”¹⁵

¹⁵ Subcomité Técnico INEN, NTE 2125:98, año 1996 Página 2

1.4.5.2 Criterios de aceptación o rechazo

Los medios por los que se pueden detectar una falla, son los siguientes:

- **Incremento de Brusco corriente.**

Un incremento brusco de corriente durante la prueba es evidencia de falla en el devanado, ya sea entre vueltas o entre capas.

- **Ruidos dentro del tanque.**

Si se detecta ruidos fuertes en el interior del tanque puede deberse a distancias de seguridad cortas de los devanados o partes vivas contra el tanque. Si el ruido presentado es amortiguado o en forma de zumbido, la causa puede ser por distancias críticas o por la existencia de humedad.

- **Humos y burbujas.**

La existencia de humos y burbujas en el aceite es una fiel prueba de falla entre vueltas o entre capas del devanado. Cuando se presentan algunas burbujas sin humo, no es posible asegurar la existencia de fallas.

1.4.6 Pruebas del aislamiento

La prueba de resistencia del aislamiento sirve básicamente para determinar la cantidad de humedad e impurezas que contienen los aislamientos del transformador y controlar la calidad de los mismos. La prueba de resistencia de aislamiento se realiza en fábrica, después de que se ha terminado el proceso de secado del transformador y éste se encuentre a una temperatura entre 0 y 40°C.

Para comprobar todo esto hay una serie de pruebas que determinarán si el aislamiento se encuentra en óptimas condiciones o no.

1.4.6.1 Prueba de medición de resistencia del aislamiento

Esta prueba se efectúa con un equipo conocido como megger, el cual aplica cierto nivel de tensión (por ejemplo 1000 volts DC) durante un lapso de tiempo, esto entre devanado y devanado o entre un devanado y el punto de tierra, instantáneamente se mide la corriente de descarga o de fuga que se produce entre los especímenes conectados, la lectura obtenida simplemente representa la relación tensión-corriente y con eso la resistencia del aislamiento. [2]

1.4.6.1.1 Conexionado:

- Los terminales de un mismo devanado se conectan en corto circuito.
- Se aterriza el tanque o cuba y el núcleo.
- Los devanados que no estén bajo prueba se aterrizan
- Aplique la prueba en cada devanado por separado como se ilustra en las imágenes.

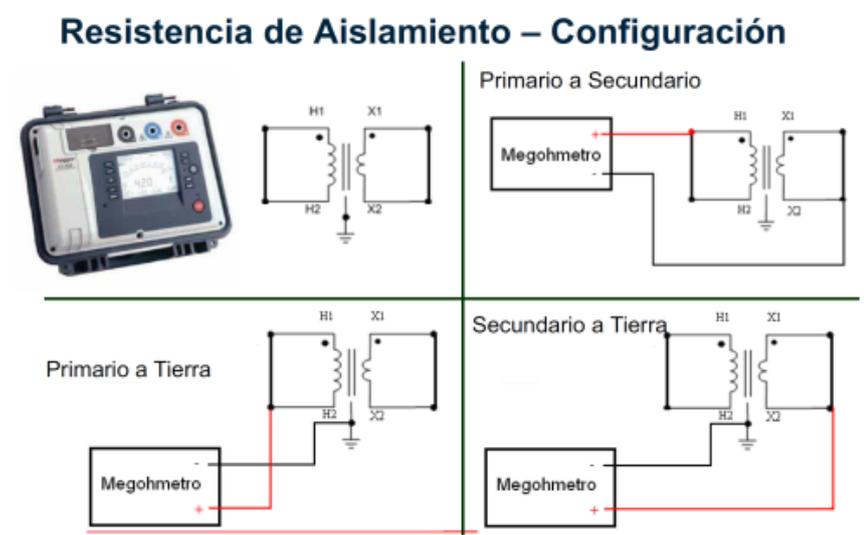


Fig. I-74 Conexionado para medición de resistencia de aislamiento

Fuente: PDF Pruebas eléctricas a transformadores, Megger

El análisis de resultados se realiza con los valores obtenidos y corregidos a 20°C; el criterio de aceptación o rechazo está fijado por norma. Así mismo, deberá analizarse el incremento de la resistencia entre el primer minuto y el décimo minuto. El cociente de dividir el valor de resistencia de aislamiento a 10 minutos y el valor a 1 minuto, dará un número mayor a la unidad, que se conoce como índice de polarización.

1.4.6.2 Prueba de medición de índice de polarización (PI)

El Índice de Polarización, o el PI, es la prueba de resistencia de aislamiento de la proporción de 10 minutos a 1 minuto. Como se ilustra en la figura (Fig. I-75), el resultado es el valor en la posición A dividido por la posición B. En un buen sistema de aislamiento, IR aumentará como una curva que comenzará razonablemente empinada entonces hace meseta, dependiendo de a qué velocidad el sistema de aislamiento polariza. Los criterios de paso/falla pueden ser encontrados en las normas aplicables.

Ecuación 29

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

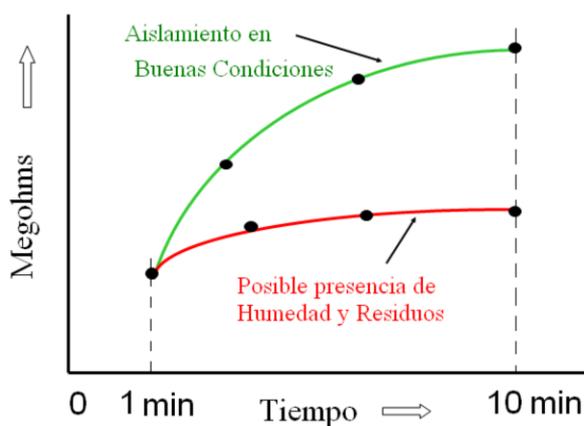


Fig. I-75 Curva de resistencia del aislamiento en función del tiempo

Fuente: Pruebas eléctricas a transformadores, Megger, 2010

1.4.6.3 Prueba de Absorción dieléctrica

La prueba de absorción dieléctrica, o ‘DA,’ es una proporción de la lectura IR de 60 segundos a la lectura IR de 30 segundos. Como se muestra en la figura (Fig. I-75), el valor en la posición A es dividido por el valor en la posición B. En un sistema de aislamiento bueno, IR aumentará como una curva que comenzará razonablemente empinada entonces hace meseta, dependiendo de a qué velocidad el sistema de aislamiento polariza.

Ecuación 30

$$\frac{R_{60seg}}{R_{30seg}} = DA$$

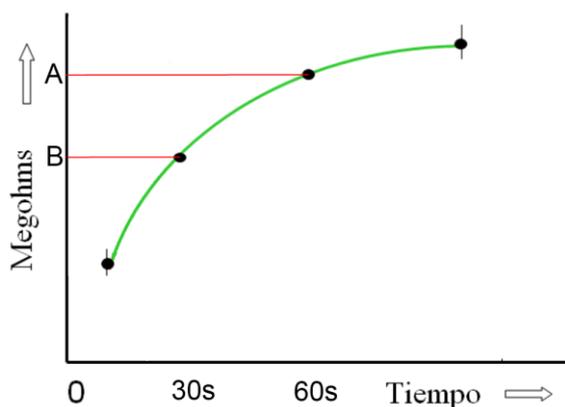


Fig. I-76 Curva de resistencia del aislamiento a 60 segundos

Fuente: Pruebas eléctricas a transformadores, Megger, 2010

Existen varios criterios para aceptar o rechazar una prueba de resistencia de aislamiento, éstos estarán establecidos por el fabricante, dependiendo de su experiencia y posibilidad de extracción de humedad en los transformadores.

Dicho criterio establece que los valores del índice de absorción de 1,4 o mayor, son indicativos de buenas condiciones del aislamiento.

1.4.7 Rigidez dieléctrica del aceite

Esta prueba aplicada al aceite es una de las más frecuentes, su objetivo es conocer el valor de la tensión de ruptura que un aceite soporta; además, esta prueba revela

cuantitativamente la resistencia momentánea de la muestra del aceite al paso de la corriente y el grado de humedad, suciedad y sólidos conductores en suspensión.

La norma NTE 2136:98 especifica el método a emplear por la IEC 158, la normativa de la E.E.Q. indica que los transformadores deben cumplir los requisitos de las normas Ansi/IEEE y los de la NTE, por consiguiente en la norma IEEE C.57.106 “**Guía de Aceptación y Mantenimiento de Aceite Aislante**” especifica criterio de aceptación o rechazo para el aceite mineral nuevo como líquido dieléctrico refrigerante y el método de la prueba descrito por la norma ASTM D1816 “**Método Estándar para medición de Voltaje de Rigidez Dieléctrica de Aceites de Petróleo**”, la misma NTE 2136:98 describe este método y dos métodos más pero se analizó que el mencionado es el más indicado ya que los otros métodos son empleados para dispositivos de conmutación (seccionadores interruptores). [14]

1.4.7.1 Procedimiento de la prueba

La prueba se efectúa con el equipo llamado probador de aceite o chispómetro, que consiste en un transformador de potencial elevado, un regulador de tensión, un voltímetro indicador, un interruptor y un recipiente estándar patrón para la prueba. Este recipiente es fabricado de bakelita o de vidrio refractario, dentro de la cual se aloja un sistema de agitación para el aceite dieléctrico durante la prueba y dos electrodos en forma de hongo del tipo VDE, en la figura se dan las medidas de mismo.

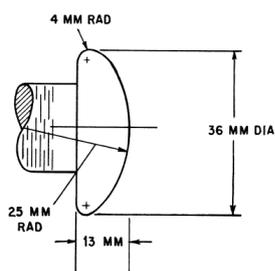


Fig. I-77 Electrodo VDE

Fuente: ASTM D1816, 2004



Fig. I-78 Recipiente contenedor de aceite para ensayo de rigidez dieléctrica

Fuente: OTS PB datasheet, Megger

Antes del vertido del aceite en el recipiente o copa, se calibra la distancia entre caras de los electrodos, según norma esta distancia debe ser de 2.04 milímetros.

La prueba se lleva a cabo llenando el recipiente con aceite hasta que los discos o electrodos que den cubiertos completamente y al nivel marcado en la copa; posteriormente se deja reposar por un tiempo no menor a 3 minutos y como máximo 5 minutos, para que se extraiga las partículas de aire dentro del líquido, instantáneamente desde que se enciende el equipo se acciona el agitador del aceite de se encuentra dentro del recipiente, el mismo funcionará constantemente durante la prueba, luego se va incrementando gradualmente la tensión aproximadamente a una velocidad de 0,5 kV por cada segundo, hasta que exista ruptura del dieléctrico del aceite contenido entre los electrodos, consistiendo esta ruptura como un arco eléctrico, mejor dicho que exista circulación de corriente entre los electrodos, lo cual producirá la apertura el interruptor automático de alimentación de la fuente de energía eléctrica.

Se registrará la lectura del voltaje alcanzado cuando ocurra la ruptura del aislamiento; en este momento la prueba concluye.

Este ensayo se repetirá 5 veces más para la misma muestra con un tiempo de reposo 1 minuto después de cada prueba.

De los 6 valores obtenidos se desechará el de la primera prueba, los cinco restantes se promediarán y este resultado será considerado como el valor representativo, en

resumen el valor la tensión de rigidez dieléctrica

Si existiere una variación muy grande entre los resultados obtenidos la prueba deberá realizarse con otra muestra.

Cuando se prueba aceite muy sucio, deberá lavarse la copa con un buen solvente y secarla perfectamente; posteriormente, se debe tener la precaución de enjuagar el contenedor dos o tres veces con el aceite del cual se vaya a obtener una muestra.

1.4.7.2 Criterios de aceptación o rechazo

Para aceites minerales nuevos el criterio de aceptación esta dado en la Tabla 10, un valor menor a este nos indicará que existe un contenido de humedad considerable por lo que se deberá proceder a realizar un proceso de secado al mismo.

Tabla 10. Voltaje de ruptura mínimo para aceites de petróleo nuevos

| Método de Prueba | Tensión de aplicación | |
|-------------------|-----------------------|------------|
| | ≤69 kV | >69<230 kV |
| ASTM D1816 | | |
| A 1mm. | 25 | 30 |
| A 2mm. | 45 | 52 |

Fuente: IEEE C57.106, 2006

Cuando se va a realizar mantenimiento a un transformador (aceite usado) el criterio de aceptación del el aceite se da en la Tabla 11.

Tabla 11. Recomendación de rigidez dieléctrica para aceite dieléctrico en operación (usado)

| Método de Prueba | Tensión de aplicación | |
|-------------------|-----------------------|------------|
| | ≤69 kV | >69<230 kV |
| ASTM D1816 | | |
| A 1mm. | 23 | 28 |
| A 2mm. | 40 | 47 |

Fuente: IEEE c57.106, 2006

Cuando el aceite se encuentre por debajo de estos valores será necesaria la deshidratación del mismo y en caso de no recuperar su poder dieléctrico mínimo según la Tabla 11, deberá sustituirse el aceite.

Existen ocasiones donde equipos eléctricos han estado fuera de servicio por mucho tiempo, lo que en consecuencia ingrese la humedad, la misma que se impregna de los aislamientos; sí al filtrar el aceite no se elimina la humedad de los aislamientos, en este caso, hay que someter las bobinas a un proceso de secado sometiéndolos a un cortocircuito, esto con el objetivo de secar aislamiento y así evitar una descarga disruptiva. Aunque en la filtro prensa se elimine la humedad, así como partículas finas de sedimentos y carbón, puede ocurrir que después de pasar varias veces el aceite por el filtro no suba su poder dieléctrico al valor deseado, entonces se recomendará sustituirlo por aceite nuevo.

1.4.8 Análisis de la respuesta de barrido de frecuencia (Sfra)

El método de análisis de respuesta por barrido de frecuencia SFRA (Sweep Frequency Response Analysis), es una herramienta que permite investigar la integridad mecánica del transformador, en otras palabras busca deformaciones o desplazamientos del núcleo, devanados, cambiadores de taps, terminales entre otros.

“El ensayo consiste en enviar una serie de señales de voltaje al transformador en diferentes frecuencias. Se mide la amplitud y la fase de las señales de entrada $u(t)$ y salida $y(t)$, la relación entre estas señales de entrada y salida provee la respuesta de frecuencia o función de transferencia del transformador.”¹⁶

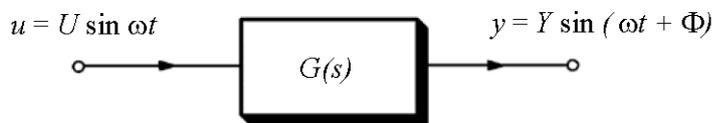


Fig. I-79 Función de transferencia obtenida

¹⁶ Maya Izurieta Néstor Xavier, Método de análisis de respuesta por barrido de frecuencia, Revista Ingenius número 5, UPS 2011

“Una función de transferencia es un modelo matemático que a través de un cociente relaciona la respuesta de un sistema a una señal de entrada o excitación.”

Esta función de transferencia obtenida se la gráfica es función de la frecuencia, lo que se le denomina diagrama de Bode, que es una representación gráfica que sirve para caracterizar la respuesta en frecuencia de un sistema.

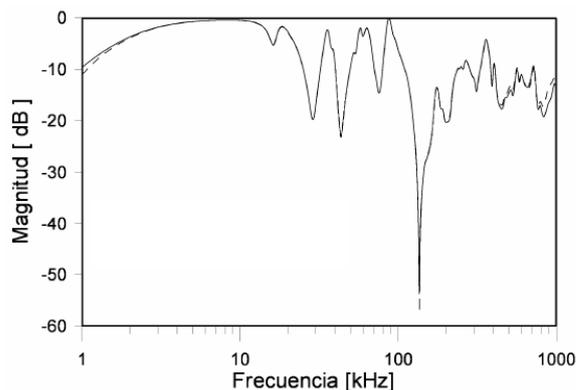


Fig. I-80 Diagrama de Bode

Luego se compara las mediciones con un conjunto de registros de referencia, pudiéndose tratar de registros del mismo transformador (mediciones basadas en anteriores mantenimientos), de registros de otro transformador con igual diseño, o también de registros pertenecientes a las otras fases del mismo transformador.

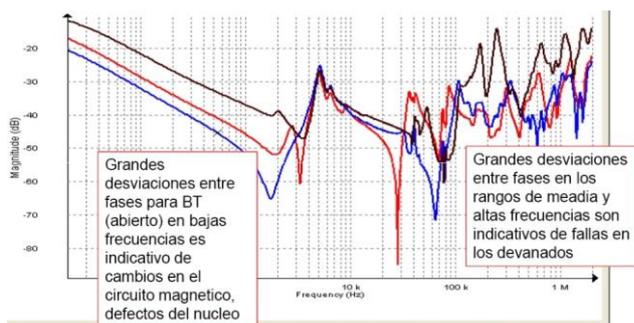


Fig. I-81 Resultados de un transformador con grandes defectos

Fuente: Megger BPS 6 _ SFRA

Las variaciones debidas a deformación y desplazamiento en los componentes del transformador se reflejan en un cambio de los parámetros L, R y C del circuito equivalente del devanado, modificando así su respuesta en frecuencia o función de transferencia.

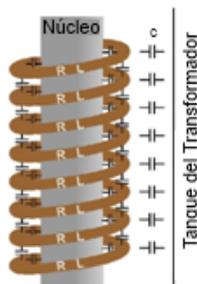


Fig. I-82 Circuito RLC del equivalente del transformador

Fuente: Megger BPS 6 _ SFRA

Obtenida la información o los gráficos, se estudian las variaciones y dependiendo en que rango de frecuencia se encuentran estas variaciones se determina el problema.

Los defectos en el transformador pueden detectarse a diferentes rangos de frecuencias:

“Frecuencias Bajas”:

- Problemas en el núcleo
- Devanados abiertos /cortocircuito
- Malas conexiones
- Cambios en la impedancia de corto circuito

“Frecuencias Medias”

- Deformaciones en los devanados
- Desplazamiento de los devanados

“Frecuencias Altas”

- Movimiento de devanados y conexionado de conmutador.

El conexionado, el rango de frecuencias y el paso dependerán del fabricante del equipo de medición o de la experiencia del técnico, ya que al momento aún no existe un criterio objetivo para la determinación de las conclusiones de la prueba.

Capítulo II. NORMAS VIGENTES DE PRUEBAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Teniendo claro los principios de funcionamiento del transformador, para realizar el estudio de un laboratorio y las pruebas que se van a ejecutar, hace falta tener claro las normativas necesarias donde el transformador será probado e ser instalado ya que las necesidades de país a país cambian.

2.1 Normativa del Instituto Ecuatoriano de Normalización para pruebas de transformadores

Las normas que rigen en base a los transformadores y en general sobre cualquier materia en el Ecuador, están dadas por el Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN) y al conjunto de estas normas se les denominan NTE (Norma Técnica Ecuatoriana).

“El INEN es el organismo oficial de la República del Ecuador para la normalización, la certificación y la metrología.

El INEN es una entidad adscrita al Ministerio de Comercio Exterior, Industrialización, Pesca y Competitividad, MICIP, y fue creado en 1970-08-28 mediante Decreto Supremo No.357 publicado en el Registro Oficial No.54 de 1970-09-07.

Para entender un poco más la función del INEN es necesario citar sus objetivos:

Objetivo General: Cumplir las competencias de organismo técnico nacional, en materia de reglamentación, normalización y metrología, establecidos en las normativas constitucional y legal vigentes, así como en tratados, acuerdos y convenios internacionales.

Objetivos Estratégicos:

a. Cumplir con las competencias de reglamentación, normalización y metrología.

- b. Formular en sus áreas de competencia, luego de los análisis técnicos respectivos, las propuestas de normas, reglamentos técnicos y procedimientos de evaluación de la conformidad, los planes de trabajo, así como las propuestas de las normas y procedimientos metrológicos.
- c. Promover programas orientados al mejoramiento de la calidad y apoyar, de considerarlo necesario, las actividades de promoción ejecutadas por terceros.
- d. Preparar el plan nacional de normalización que apoye la elaboración de reglamentos técnicos para productos.
- e. Organizar y dirigir las redes o subsistemas nacionales en materia de normalización, reglamentación técnica y de metrología.
- f. Prestar servicios técnicos en las áreas de su competencia.
- g. Previa acreditación, certificación y/o designación, actuar como organismo de evaluación de la conformidad a nivel nacional.
- h. Homologar, adaptar o adoptar normas internacionales.”¹⁷

Para entender un poco más el tema de las funciones del INEN a continuación se resumen algunas definiciones:

Normalización.- “La normalización también llamada estandarización es la redacción y aprobación de criterios que se establecen para garantizar el acoplamiento de elementos construidos independientemente, así como garantizar el repuesto en caso de ser necesario, garantizar la calidad de los elementos fabricados, la seguridad de funcionamiento y trabajar con responsabilidad social.

En general la normalización persigue tres objetivos:

¹⁷ http://www.inen.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=51&Itemid=12

- Simplificación: Se trata de reducir los modelos para quedarse únicamente con los más necesarios.
- Unificación: Para permitir el intercambio a nivel internacional.
- Especificación: Se persigue evitar errores de identificación creando un lenguaje claro y preciso.

Certificación.- La certificación, o evaluación de la conformidad, es la actividad que respalda que una organización, producto, proceso o servicio cumple con los requisitos definidos en normas o especificaciones técnicas. Las marcas de conformidad constituyen en un elemento diferenciador en el mercado, mejorando la imagen de productos y servicios ofrecidos y generando confianza frente a clientes, consumidores y el entorno social de las organizaciones”¹⁸.

2.1.1 Norma Técnica Ecuatoriana (NTE)

El nombre de la norma que rige nuestra realidad es la Norma Técnica Ecuatoriana o NTE

A continuación se enumeran el subconjunto normas que son de nuestro interés o mejor dicho son dirigidas a pruebas de transformadores:

- NTE INEN 2 110:98 Transformadores. Definiciones.
- NTE INEN 2 111:04 Transformadores de distribución. Pruebas eléctricas.
- NTE INEN 2 112:98 Transformadores. Devanados y sus derivaciones.
- NTE INEN 2 113:98 Transformadores. Determinación de pérdidas y corriente sin carga.
- NTE INEN 2 114:04 Transformadores monofásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito.
- NTE INEN 2 115:04 Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito.
- NTE INEN 2 116:98 Transformadores. Impedancia y pérdidas con carga.

¹⁸ <http://www.icontec.org.co/index.php?section=49>

- NTE INEN 2117:98 Transformadores. Relación de transformación, verificación de la polaridad y desplazamiento angular.
- NTE INEN 2 118:98 Transformadores. Medida de la resistencia de los devanados.
- NTE INEN 2 120:98 Transformadores. Requisitos.
- NTE INEN 2 125:98 Transformadores. Pruebas del dieléctrico.
- NTE INEN 2 127:98 Transformadores. Niveles de aislamiento.
- NTE INEN 2 128:98 Transformadores. Requisitos de funcionamiento en condiciones de altitud y temperatura diferentes de las normalizadas.
- NTE INEN 2 129:98 Transformadores. Determinación del voltaje de cortocircuito.
- NTE INEN 2 133:98 Transformadores. Aceites aislantes para transformadores e interruptores. Requisitos.

Según el estudio realizado a la norma nacional, los únicos requisitos son la serie de pruebas que se deberían aplicar y los criterios de aceptación de dichas tolerancias máximas de los resultados obtenidos en los diferentes ensayos establecidos a transformadores.

2.1.1.1 NTE de Pruebas de Transformadores

Según el apartado de la norma NTE 2 111-2004 para los transformadores de distribución se definen los requisitos y las pruebas según sea el caso:

- Prueba tipo o prototipo
- Prueba especial.
- Prueba de rutina.

2.1.1.1.1 Pruebas Tipo

Se define como prueba tipo a la prueba o conjunto de pruebas efectuadas por el fabricante o un laboratorio calificado a un transformador representativo de una serie de aparatos de valores iguales e igual constitución, con el fin de demostrar el cumplimiento de las normas, un transformador es representativo de otros, si es completamente idéntico en características y constitución; sin embargo la prueba tipo puede considerarse válida si es hecho sobre un transformador que tenga pequeñas desviaciones sobre los otros, Estas desviaciones serán objeto de acuerdo entre comprador y fabricante. [34]

Este conjunto de pruebas son:

- Prueba de voltaje de impulso con onda completa.
- Prueba de calentamiento.
- Medición del nivel de ruido.

2.1.1.1.2 Pruebas de rutina.

Es aquella prueba o conjunto de pruebas que el fabricante debe realizar a cada transformador en forma individual, estas pruebas son:

- Medición de la resistencia de los devanados. (Véase página 70).
- Medición de la relación de transformación, verificación de la polaridad y desplazamiento angular. (Véase página 73).
- Medición de los voltajes de cortocircuito (Véase página 85)
- Medición de las pérdidas con carga. (Véase página 85).
- Medición de las pérdidas sin carga (en vacío) y corriente de excitación. (Véase página 83).
- Prueba de voltaje aplicado. (Véase página 89).
- Prueba de sobre voltaje inducido. (Véase página 92).
- Medición de la resistencia de aislamiento con megger (Véase página 96).

- Prueba de la rigidez dieléctrica del líquido aislante y refrigerante. (Véase página 98).

2.1.1.1.3 Pruebas Especiales

Son pruebas diferentes a las de rutina, acordadas entre fabricante y comprador y exigibles solo en el contrato particular:

- Prueba de voltaje incluyendo ondas recortadas.
- Medición de la impedancia de secuencia cero.
- Medición de las capacitancias.
- Prueba de cortocircuito.
- Medición de las descargas parciales (efecto corona).
- Prueba de los conmutadores con carga y sin ella.
- Medida de las ondas armónicas (transformadores sin carga).
- Prueba de hermeticidad.

2.1.1.1.4 Generalidades de la Norma NTE

Todas estas pruebas según norma a menos que se especifique deberán realizarse a las siguientes condiciones:

- I. Las pruebas deben hacerse a los transformadores a cualquier temperatura ambiente comprendida entre 10°C y 40°C.
- II. Todos los componentes y accesorios externos que puedan afectar el funcionamiento del transformador deben estar colocados en su lugar para la ejecución de la prueba.
- III. Para el ejercicio de la prueba a menos que se acuerde otra cosa entre fabricante y comprador, y a menos que la prueba específicamente requiera

otra cosa, las pruebas deben efectuarse en la posición nominal o derivación principal.

- IV. Las condiciones de prueba para todas las características, a excepción de las de aislamiento, deben ser a la condición nominal, a menos que en el numeral de la prueba se establezca otra cosa.
- V. Cuando se requiera que los resultados de las pruebas sean corregidos a una temperatura de referencia, la misma debe estar de acuerdo con la Tabla 12, a excepción de las de aislamiento.
- VI. El voltaje de las fuentes de energía utilizadas en las pruebas debe ser de frecuencia nominal y tener una forma de onda sinusoidal a menos que se especifique en la prueba.

Tabla 12 Temperatura de referencia

| Clase térmica del aislamiento | Calentamiento | Temperatura de Referencia |
|-------------------------------|---------------|---------------------------|
| A | 60 | 85 |
| A ₀ | 65 | |
| E | 75 | |
| B | 80 | |
| F | 100 | 115 |
| H | 125 | |
| | 150 | |

Fuente NTE 2 111:2004

“Las características relacionadas con el comportamiento eléctrico del transformador que deberán ser garantizadas por parte del fabricante se indican en la Tabla 13, en la cual se especifican las tolerancias permitidas. El objeto de estas tolerancias es el de permitir pequeñas variaciones debidas al proceso de fabricación y ensayo”¹⁹

¹⁹ Subcomité técnico INEN; NTE 2111:2004; Año 2003

Tabla 13 Tolerancias

| CARACTERÍSTICAS | TOLERANCIA |
|--|--|
| <p>1. PÉRDIDAS</p> <p>1.1 Pérdidas totales</p> <p>1.2 Pérdidas con carga</p> <p>1.3 Pérdidas sin carga (en vacío)</p> | <p>+ 6 % de las pérdidas declaradas</p> <p>+ 10 % de las pérdidas declaradas. Teniendo en cuenta que no se haya sobrepasado la tolerancia para las pérdidas totales.</p> <p>+ 10 % de las pérdidas declaradas. Teniendo en cuenta que no se haya sobrepasado la tolerancia para las pérdidas totales.</p> |
| <p>2. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN SIN CARGA (en vacío) DE LA DERIVACIÓN PRINCIPAL</p> | <p>a) $\pm 0,5\%$ de la relación declarada.</p> <p>b) Un porcentaje de la relación de transformación declarada igual al 10% del voltaje de cortocircuito.</p> <p>Si el voltaje por espira excede esta tolerancia, la relación en las derivaciones debe corresponder a la relación de la espira más cercana.</p> |
| <p>Nota: Ver numeral 5.1.1 de la norma NTE 2 111</p> | |
| <p>3. CORRIENTE SIN CARGA (en vacío)</p> | <p>$\pm 30\%$ de la corriente sin carga (en vacío) declarada.</p> |
| <p>4. REGULACIÓN</p> | <p>De acuerdo con las tolerancias para voltaje de cortocircuito y pérdidas con carga</p> |
| <p>3 VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO</p> | <p>Comprende a los valores indicados en las tablas 1 y 2 de las NTE INEN 2 114 y 2 115</p> |
| <p>3.1 Para la derivación principal (voltaje nominal de cortocircuito)</p> | <p>$\pm 10\%$ del voltaje de cortocircuito declarado para esa derivación. $\pm 10\%$ del voltaje de cortocircuito declarado para un par especificado de devanados.</p> |
| <p>3.1.1 Transformadores con dos devanados</p> | <p>$\pm 15\%$ del voltaje de cortocircuito declarado para un segundo par especificado de devanados. Para los demás pares de devanados pueden ser acordadas y establecidas sus tolerancias.</p> |
| <p>3.1.2 Transformadores con más de dos devanados.</p> | <p>$\pm 15\%$ del valor establecido para cada derivación dentro del $\pm 5\%$ de la derivación principal.</p> |
| <p>3.2 Para derivaciones diferentes a la derivación principal.</p> | <p>Para las otras derivaciones, la tolerancia se establecerá por acuerdo entre fabricante y comprador.</p> |

Fuente: NTE 2111

Las tolerancias para las pérdidas con carga, pérdidas sin carga (en vacío), eficiencia y regulación se aplicarán solo a la derivación principal. Las tolerancias para estos mismos valores, relacionados con una derivación diferente de la principal, serán establecidas por acuerdo entre fabricante y comprador.

Cuando una tolerancia en una dirección sea omitida se considerará que no hay restricción del valor correspondiente a esa dirección.

Para pérdidas, corriente de excitación y voltaje de impedancia se establecen criterios de aceptación o rechazo está dado por norma, según la NTE INEN 2 114:2004 y NTE 2 115:2004 los valores máximos permisibles son:

Tabla 14 Pérdidas máximas permisibles para transformadores monofásicos de 3 a 333 kVA Clase medio voltaje ≤ 25 kV/ clase bajo voltaje $\leq 1,2$ kV referidos a 85° C

| Potencia Nominal (kVA) | I_o (% de I_n) | P_o (W) | P_c (W) | P_t (W) | U_{zn} (%) |
|------------------------|---------------------|-----------|-----------|-----------|--------------|
| 3 | 2,5 | 21 | 70 | 91 | 3,0 |
| 5 | 2,5 | 31 | 91 | 122 | 3,0 |
| 10 | 2,5 | 52 | 142 | 194 | 3,0 |
| 15 | 2,4 | 68 | 192 | 260 | 3,0 |
| 25 | 2,0 | 98 | 289 | 387 | 3,0 |
| 37,5 | 2,0 | 130 | 403 | 533 | 3,0 |
| 50 | 1,9 | 160 | 512 | 672 | 3,0 |
| 75 | 1,7 | 214 | 713 | 927 | 3,0 |
| 100 | 1,6 | 263 | 897 | 1160 | 3,0 |
| 167 | 1,5 | 379 | 1360 | 1739 | 3,0 |

Fuente: NTE 2 114:2004

Las pérdidas declaradas permisibles con carga (P_c) en transformadores con corrientes superiores a 1200 A, en uno u otro devanado, se pueden aumentar en un 5%, cuyo valor debe estar incluido en los valores declarados. ²⁰

²⁰ Subcomité técnico, NTE INEN 2 114, año 2004, página 2

Tabla 15. Pérdidas máximas permisibles para transformadores trifásicos 15 a 500 kVA Clase medio voltaje ≤ 25 kV Clase bajo voltaje $\leq 1,2$ kV referidos a 85° C.

| Potencia Nominal (kVA) | I _o (% de I _n) | P _o (W) | P _c (W) | P _t (W) | U _{zn} (%) |
|------------------------|---------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| 15 | 4,4 | 80 | 313 | 393 | 3,0 |
| 30 | 3,6 | 134 | 514 | 648 | 3,0 |
| 45 | 3,6 | 182 | 711 | 893 | 3,0 |
| 50 | 3,4 | 197 | 776 | 973 | 3,0 |
| 60 | 3,2 | 225 | 903 | 1 128 | 3,5 |
| 75 | 2,6 | 266 | 1 094 | 1 360 | 3,5 |
| 100 | 2,6 | 330 | 1 393 | 1 723 | 3,5 |
| 112,5 | 2,6 | 361 | 1 539 | 1 900 | 3,5 |
| 125 | 2,6 | 390 | 1 682 | 2 072 | 3,5 |
| 150 | 2,4 | 447 | 1 959 | 2 406 | 4,0 |
| 160 | 2,5 | 486 | 2 211 | 2 697 | 4,0 |
| 200 | 2,1 | 569 | 2 630 | 3 199 | 4,0 |
| 225 | 2,1 | 618 | 2 892 | 3 510 | 4,0 |
| 250 | 2,1 | 666 | 3 153 | 3 819 | 4,0 |
| 300 | 2 | 758 | 3 677 | 4 435 | 4,5 |
| 350 | 2 | 846 | 4 200 | 5 046 | 4,5 |
| 400 | 1,9 | 930 | 4 730 | 5 660 | 4,5 |
| 500 | 1,7 | 1 090 | 5 770 | 6 860 | 5,0 |

Fuente: NTE 2 115:2004

En forma general las pérdidas de los transformadores se podrán obtener a partir de las siguientes fórmulas:

- Transformadores monofásicos de 3 a 167 kVA, clase medio voltaje ≤ 25 kV, clase bajo voltaje $\leq 1,2$ kV

a) *Pérdidas en vacío*

$$P_0 = 9,8033(P_n)^{0,7141} \quad ; \text{ siendo } P_n \text{ Potencia nominal}$$

b) *Pérdidas con carga*

$$P_c = 0,000063(P_n)^3 - 0,02695(P_n)^2 + 10,657(P_n) + 38,267$$

- Transformadores Trifásicos clase medio voltaje ≤ 25 kV de clase bajo voltaje $\leq 1,2$ kV.

Desde 15 kVA hasta 150 kVA:

$$P_o = 10,514 P_n^{0,7486} \quad ; \text{ siendo } P_n \text{ Potencia nominal}$$

$$P_c = - 0,0103 P_n^2 + 13,892 P_n + 106,65$$

Mayores de 150 kVA hasta 800 kVA:

$$P_o = 13,27 P_n^{0,7093}$$

$$P_c = 10,465 P_n + 537 . \quad ^{21}$$

Las pérdidas con carga y el voltaje de cortocircuito se determinarán para la derivación principal (régimen nominal). Por acuerdo entre fabricante y comprador se establecerán las pérdidas con carga y el voltaje de cortocircuito para otra derivación diferente a la principal.

El valor de la corriente para la cual tales valores son válidos y el voltaje básico para el valor en porcentaje del voltaje de cortocircuito, deberán ser objeto de acuerdo entre fabricante y comprador. [23]

Las Pérdidas sin carga (P_o) son determinadas para la derivación principal. En casos especiales, por acuerdo entre fabricante y comprador se establecerá la derivación diferente a la principal para la cual el fabricante deberá suministrar el valor de las pérdidas sin carga (P_o).²²

“Un transformador se considerará que ha pasado la prueba cuando las diferencias entre los resultados de las mediciones de la prueba y las cifras declaradas por los fabricantes no sean mayores que las tolerancias permitidas.

²¹ Subcomité técnico, NTE INEN 2 115, año 2004, página 2

²² Subcomité técnico, NTE INEN 2 112, año 1998, página 3

El fabricante deberá suministrar una certificación de todas las pruebas de rutina (Protocolo de Pruebas). En el caso de pruebas tipo y especiales, la certificación deberá provenir de un laboratorio calificado o reconocido por el INEN.”²³

2.2 Requisitos para la acreditación de un laboratorio de pruebas

El O.A.E. es el Organismo de Acreditación Ecuatoriano, le corresponde cumplir las funciones de organismo técnico nacional, en materia de la acreditación de evaluación de la conformidad para todos los propósitos establecidos en las leyes de la República, en tratados, acuerdos y convenios internacionales de los cuales el país es signatario. La evaluación se lleva a cabo de acuerdo con las normas acordadas nacional e internacionalmente y se realiza a las organizaciones de evaluación de la conformidad que proveen certificación, inspección y servicios de ensayo o calibración.

El procedimiento de acreditación que establece la O.A.E. para otorgar, mantener, ampliar, reducir, renovar, suspender o retirar la acreditación a laboratorios de ensayo y de calibración, que están basados en el cumplimiento de la Norma NTE INEN ISO/IEC 17025, y a criterios y demás requisitos establecidos por el O.A.E.

Documentos de Referencia:

- NTE INEN-ISO/IEC 17011 Evaluación de la conformidad – Requisitos generales para los organismos de acreditación que realizan la acreditación de organismos de evaluación de la conformidad.
- Norma NTE ISO/IEC 17025 Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración.
- Ley del Sistema Ecuatoriano de la Calidad Suplemento – Registro Oficial Nro.26 – jueves 22 de febrero del 2007

²³ Subcomité técnico, NTE INEN 2 111, año 2004, página 4

2.2.1 Acreditación

Según el O.A.E., la acreditación es el proceso mediante el cual un organismo autorizado de tercera parte, el mismo realiza una declaración formal sobre la competencia de los Organismos de Evaluación de la conformidad, basada en una decisión tomada después de verificar el cumplimiento de los requisitos con normas nacionales o internacionales.

Las actividades de evaluación de la conformidad incluyen auditorías, certificaciones, ensayos, calibraciones, inspecciones, etc.

En cada país se han empezado a crearse y aplicarse modelos en el afán de que se acredite cada empresa y así las entidades tengan un valor adicional que garantice la eficacia de los servicios que prestan.

En resumen la acreditación significa haber cumplido un modelo, ser revisado por una organización que verifica el cumplimiento del modelo, estar conforme en la implantación del mismo y el logro de los objetivos planteados.²⁴

Existe una gran confusión al respecto a la acreditación y la certificación debido a que ambas actividades realizan una evaluación. La diferencia de lo evaluado y de los métodos empleados para esta evaluación determinan qué actividades deben ser acreditadas y cuáles certificadas. No se tratan de actividades con el mismo nivel de requisitos, pues la acreditación es claramente superior en temas técnicos, pero no son opciones a elegir libremente al diferenciarse claramente su campo de aplicación.

Básicamente la **CERTIFICACIÓN** está orientada a la evaluación del grado de cumplimiento de los productos y/o servicios respecto a normas o requisitos, mientras la **ACREDITACIÓN** reconoce la competencia técnica de una organización para la realización de ciertas actividades bien definidas de evaluación de la conformidad que comprenden entre otras, la certificación, la calibración en cualquier área, los ensayos químicos, los ensayos de materiales, la inspección técnica de Vehículos, etc.

²⁴ http://www.oae.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=19&Itemid=135

Como puede comprobar, además de las entidades certificadoras, todos los laboratorios que aplican técnicas para la determinación de resultados cuantitativos, cualitativos o la detección de elementos están ligados al concepto de acreditación pues la competencia técnica asegura la fiabilidad de los resultados obtenidos mientras que **la certificación sólo garantiza** el cumplimiento de una norma sin entrar en la técnica empleada. Por esta misma razón, los laboratorios de análisis clínicos están sujetos a acreditación mientras que la certificación sólo evalúa una parte (la gestión), del conjunto de actividades implicadas.

La evaluación de la competencia técnica por parte de O.A.E., es realizada por equipos de auditores que incluyen facultativos expertos en los análisis a acreditar.

La acreditación genera confianza en los informes y resultados de análisis emitidos por los laboratorios que voluntariamente se incorporan a la sistemática de acreditación según estándares altamente profesionales.

Entonces la acreditación va dirigida a los siguientes grupos:

- Laboratorios
 - Laboratorios de Ensayos
 - Laboratorios de Calibración
 - Laboratorios Clínicos

- Organismos de Certificación
 - Certificación de sistemas de gestión
 - Certificación de personas
 - Certificación de Productos

- Organismos de Inspección

2.2.1.1 Requisitos para la acreditación

Para solicitar la acreditación el organismo de evaluación de la conformidad, OEC,

debe tener experiencia en la realización de las actividades para las que solicita la acreditación, conocer y cumplir los criterios de acreditación que le son aplicables y cumplir los siguientes requisitos generales para iniciar el proceso:

1. Ser una entidad legalmente identificable, con personería jurídica.
2. Tener implementado un sistema de gestión de la calidad en su organización, de acuerdo a la norma internacional requerida. (NTE INEN ISO 17025).
3. Contar con un personal competente para el desarrollo de la actividad.
4. Poseer una infraestructura según el alcance de su operación.
5. Cumplir los requisitos establecidos por el organismo de acreditación O.A.E.

“La evaluación de la competencia técnica se lleva a cabo mediante el estudio de la documentación y evaluación "in situ". Los resultados de la evaluación se reportan en un informe y con la respuesta aportada por el solicitante la Comisión de Acreditación toma una decisión. Si es positiva se emite el certificado de acreditación.”²⁵

²⁵ http://www.oae.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=19&Itemid=135

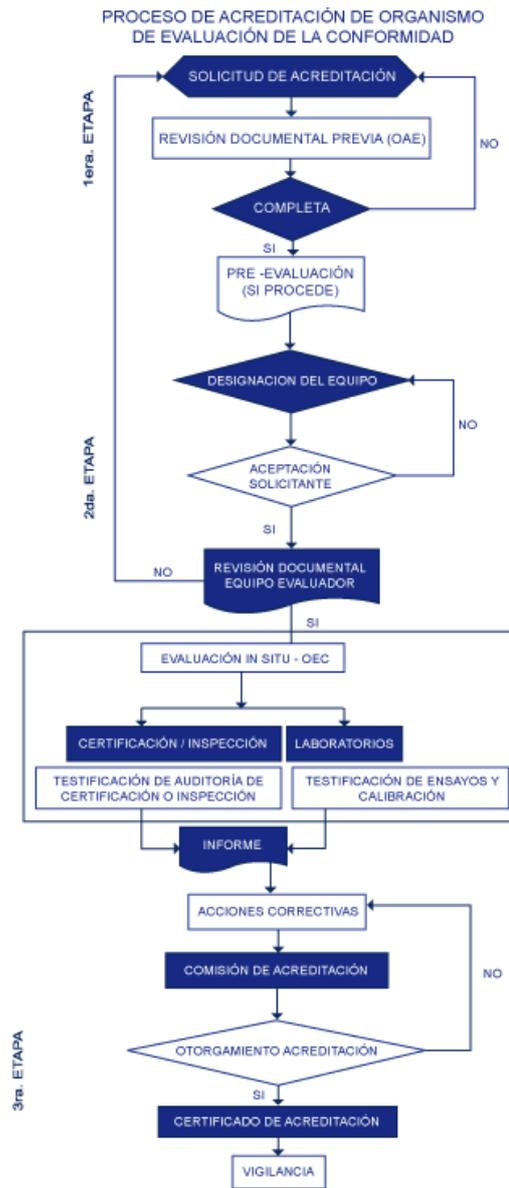


Fig. II-1 Flujo de proceso de acreditación

Fuente: O.A.E.

2.2.1.2 Beneficios de la Acreditación

- Para las autoridades
 - Facilitar el comercio
 - Una herramienta eficiente de vigilancia y fiscalización para hacer

cumplir las disposiciones relacionadas con salud pública, seguridad, controles ambientales y defensa al consumidor.

- Para la Industria y el Comercio
 - Mayor aceptación de sus productos y servicios
 - Evitar costos asociados con la repetición de actividades de evaluación de la conformidad (ensayos, certificaciones, inspecciones)
 - Compra informada
- Para los Consumidores
 - Confianza en bienes y servicios adquiridos
 - Minimiza los errores en los productos comprados
- Para los OEC
 - La acreditación es el mecanismo reconocido a nivel internacional para garantizar que los organismos que brindan servicios de evaluación de la conformidad son competentes.

Como se ha visto, se tienen dos entidades que influyen en el marco de estudio, por primera parte al INEN un ente certificador y el O.A.E. como un ente acreditador.

2.3 Requisitos de acuerdo a la demanda en transformadores de distribución

Más allá de los requisitos de la norma INEN, se tienen las diferentes normas o requerimientos de los clientes, sean estos las empresas eléctricas alrededor del país, clientes del campo petrolero etc. La mayoría de las empresas eléctricas en el territorio ecuatoriano se trabajan en base a las normas establecidas por la Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.), por ende se tomará como base de estudio.

Los requisitos del cliente también pueden estar fundamentados en la misma INEN o en otras normas como la IEEE, IEC o NTC, normas internacionales que también son aplicables a los transformadores.

2.3.1 Normas Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.)

A pesar de que existe una norma que rige a nivel nacional, las empresas eléctricas en su proceso de mejorar la calidad del servicio, se han visto en la necesidad de tener sus propios estándares, esto a causa del déficit de cobertura de las normas o desactualización de las mismas.

El INEN, por ejemplo, no tiene normado los voltajes de media o baja tensión que se utilizan en el territorio ecuatoriano, a continuación se muestra una tabla de la E.E.Q. donde sí se especifican dichos valores de tensión:

Tabla 16. Potencias y voltajes nominales de transformadores

| Potencia nominal de los transformadores | | | |
|--|-------------------------|------------------------|--|
| VOLTAJE NOMINAL | | Número de Fases | POTENCIA NOMINAL (kVA) |
| Media Tensión (kV) | Baja Tensión (V) | | |
| 6.0 | 210 / 121 | 3 | 30; 50; 75; 100; 112,5; 125; 160, 250; 315 |
| 6.0 | 240 / 120 | 2 | 10; 15; 25; 37,5 |
| 22,8 | 210 / 121 | 3 | 30; 50; 75; 100; 112,5; 125; 160; 250; 315 |
| 22,8GRDY/13,2 | 240 / 120 | 1 | 5; 10; 15; 25; 37,5; 50 |
| 13,2GRDY/7,6 | 240 / 120 | 1 | 5; 10; 15; 25; 37,5; 50 |

Fuente: E.E.Q. Parte A

Para nuestro estudio vamos a tomar en cuenta las siguientes nomas de la E.E.Q.:

- Parte A, Guía para diseño.
- Parte B, Estructuras Tipo.
- Parte C, Especificaciones técnicas de equipos y materiales.
- Instructivo DD. DID.722.IN.12: Laboratorio de Transformadores.

La Empresa Eléctrica Quito, sobre la base del procedimiento técnico para aceptación de equipos y materiales, invita a todos los productores y distribuidores que suministran transformadores de distribución en nuestra área de concesión, a fin de que presenten la documentación que se indica a continuación, que permitirá homologar y calificar sus productos.

- Información técnica requerida para la instalación de transformadores

Las especificaciones técnicas para transformadores monofásicos y trifásicos en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito, serán serie: 6kV, 13.2kV, 22.8kV, en cumplimiento a lo establecido por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Los planos de dimensiones generales para transformadores monofásicos y trifásicos. El voltaje nominal secundario para transformadores trifásicos, será: 220/127V y para monofásicos 120/240V,

Certificados de cumplimiento de normas y aseguramiento de calidad de las partes constitutivas del transformador (lámina de hierro magnético, aisladores, empaques conmutadores, tanque y demás).

Certificados de coordinación de protección y vida útil de transformadores auto protegidos monofásicos, serie: 6 kV, 13.2 kV y 22.8 kV. La Empresa Eléctrica Quito se reserva el derecho de verificar el diseño, fabricación y comercialización de transformadores en el área de concesión. Catálogos de transformadores y accesorios.

Protocolos de pruebas de rutina: transformadores monofásicos y trifásicos, en cumplimiento de las normas INEN, avalados por la Organización de Acreditación Ecuatoriana (O.A.E.).

Pruebas de calentamiento y cortocircuito para equipos tipo: transformadores monofásicos y trifásicos.

Capítulo III. ESTUDIO Y DISEÑO DEL LABORATORIO DE PRUEBAS

3.1 Necesidades técnicas y de seguridad de un laboratorio de pruebas

Un laboratorio es siempre un lugar con riesgo más elevado que el de las áreas adyacentes, por ende hay que tomar en cuenta muchos factores como los requisitos técnicos y de seguridad para la actividad del laboratorio, etc.

3.1.1 Necesidades Técnicas

El diseño del laboratorio debe satisfacer todos los requisitos técnicos necesarios para realizar pruebas eléctricas de rutina de acuerdo con la norma NTE 2111 (Pruebas eléctricas a transformadores), para transformadores de distribución inmersos en aceite dieléctrico de hasta 500 kVA con nivel de aislamiento (BIL) clase 25kV.

Los parámetros para realizar el diseño estarán en función de los requisitos de las pruebas de rutina descritos en el capítulo 2 y que a su vez son parte de la norma anteriormente nombrada.

Estas pruebas son:

- Medición de la resistencia de los devanados.
- Medición de la relación de transformación, verificación de la polaridad.
- Medición de la resistencia del aislamiento.
- Prueba de la rigidez dieléctrica del líquido aislante y refrigerante.
- Medición de pérdidas con carga y voltaje de cortocircuito.
- Medición de pérdidas en vacío.
- Prueba de voltaje aplicado.
- Prueba de voltaje inducido.

3.1.1.1 Medición de la resistencia de los devanados.

3.1.1.1.1 Requisitos técnicos:

En el circuito eléctrico de un transformador se forman resistencias relativamente muy pequeñas, las mismas serán proporcionales a la longitud e inversamente proporcionales a la sección de los conductores y para su medición se necesitará de equipos con una precisión y apreciación especial en relación a los medidores que comúnmente se encuentran en el mercado.

Tabla 17 Resistencia óhmica de devanados medidas en la práctica

| Resistencia óhmica a 20°C en (Ω) | | | |
|---|--------|--------|--------|
| Potencia (kVA) | 300 | 400 | 560 |
| H1-H2(13.8kV) | 6,06 | 5 | 2,9 |
| X1-X2(480V) | 0,0143 | 0,0114 | 0,0033 |

Fuente: R.V.R. Transformadores

Como se puede observar en la Tabla 17, la resistencia medida del lado de baja tensión está dada en el rango de los miliohmios, siendo esta escala típica en transformadores de distribución y por lógica deducimos que para transformadores de potencia donde se utilizan conductores con secciones mayores, la resistencia será aún menor por lo que se requerirá equipo con escalas de lectura menores en el orden de los micro ohmios.

En conclusión el equipo indicado deberá tener las características:

Tensión de alimentación: 110-220 VAC 60Hz.

Rango de medida: 20m Ω , 200m Ω , 2 Ω , 200 Ω . Precisión: $\pm 0,1$ m Ω .

Magnitud a medir: Ohmios (Ω).

3.1.1.2 Medición de la relación de transformación, verificación de la polaridad

3.1.1.2.1 Requisitos técnicos:

El método más común es el del transformador patrón, dicho método ha sido implementado en un equipo llamado TTR (Transformer Turn Ratio).

El criterio principal de selección consta en verificar que el equipo tenga la capacidad de medir las relaciones de transformación necesarias.

En el mercado existen diferentes modelos a elegir dónde encontrarán diferencias como:

Número de fases a medir (1 o 3 al mismo tiempo), digitales /analógicos, pero en general para transformadores los requisitos indispensables son:

- Relaciones de transformación a medir.
- Precisión (error debe ser menor de $\pm 0,5\%$).

Tomando como referencia que los voltajes más altos del sistema se tiene:

$V_p: 22.800+5\% = 23.850 \text{ kV}$ (tap de mayor voltaje) y $V_s: 220\text{V}$

$$a = \frac{V_p}{V_s} = \frac{23.850}{220} = 108,409$$

Dónde:

V_p : Voltaje del devanado primario.

V_s : Voltaje del devanado secundario.

a : relación de transformación.

Siendo este resultado válido para un grupo conexión Y-Y, Δ - Δ o un transformador monofásico.

Considerando que normalmente el grupo conexión de un transformador de distribución es Δ -Y la relación de transformación queda:

$$a = \frac{V_p}{V_s} = \frac{23.850 * \sqrt{3}}{220} = 187,77$$

Es decir, el equipo debe medir al menos una relación de 187,77

La norma de referencia específica que la relación de transformación no deberá variar en un $\pm 0.5\%$ por lo que un TTR con una precisión del 0.1% será suficiente para efectos de la prueba.

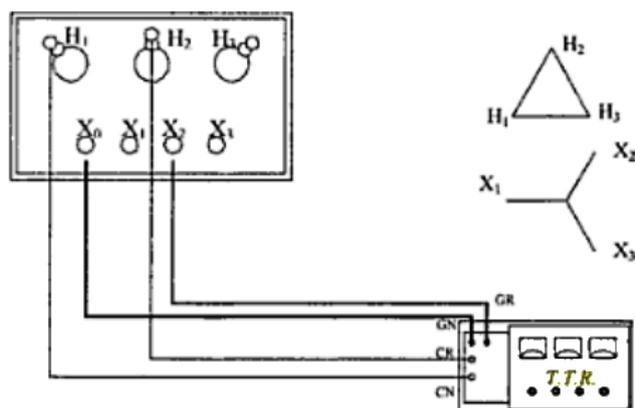


Fig. III-1 Circuito de ensayo de relación de transformación

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

3.1.1.3 Medición de los voltajes de cortocircuito, pérdidas con carga y pérdidas sin carga

3.1.1.3.1 Requisitos técnicos:

Para este ensayo se requerirá banco de pruebas lo suficientemente robusto que comprenderá de los siguientes elementos:

1. El circuito de potencia conformado por una fuente de poder regulable, (un auto transformador variable o variac) con la que procederá a aumentar o disminuir la magnitud del voltaje y soportar la corriente que se consumirá durante el ensayo.

Esta fuente debe tener la capacidad de llegar al Vcc (voltaje de cortocircuito) a una

corriente nominal del primario, a continuación se presenta una tabla con valores típicos de voltajes de cortocircuito medidos en la práctica:

Tabla 18 Valores típicos de voltajes de cortocircuito para transformadores trifásicos referidos al primario.

| Medición de Voltajes de corto circuito | | | |
|--|------|------|-------|
| Potencia (kVA) | 300 | 400 | 560 |
| In (A.) | 12,6 | 16,7 | 23,43 |
| Vcc (V.) | 564 | 568 | 581 |

Fuente: R.V.R. Transformadores

Nota: Parámetros referidos al primario (13.800V.)

Aplicando criterios de norma NTE 2111 se tiene que la impedancia máxima de un transformador de 500 kVA es de 4,5% por tanto el Vcc máximo será:

$$V_{cc} = V_r = 22.800V \cdot 4,5\% = 1028 V.$$

Dónde:

V_r: Voltaje de regulación

El cálculo de la corriente es el siguiente:

$$I = 500kVA / (22860V \cdot \sqrt{3}) = 12,62A \cong 13A$$

Por lo tanto el equipo del campo de pruebas deberá ser capaz de manejar una corriente no menor a 13 A y a un voltaje de 1028 V.

La potencia requerida será:

$$S = 13 A \cdot 1028V \cdot \sqrt{3} = 23,147 kVA$$

Como no se fabrican equipos para la potencia requerida se toman valores inmediatos superiores normalizados, esto significa un valor de 30 kVA.

Para lo que correspondiente a pérdidas sin carga resulta conveniente por seguridad y

facilidad de medición la aplicación de la tensión en el devanado de baja tensión (BT).

Según nuestra fuente bibliográfica, la corriente en vacío representa del 1 al 3% de la corriente nominal, experimentalmente se observa que no llega ni al 1% de la I_n .

Tabla 19. Valores de corriente de vacío (I_0) típicos obtenidos en la práctica

| Corriente de Vacío | | | |
|--------------------|-------------|-------------|-------------|
| Potencia (kVA) | 300 | 400 | 560 |
| I_0 | 0,40% I_n | 0,48% I_n | 0,36% I_n |

Fuente: R.V.R. Transformadores

Dónde:

I_0 : Corriente de vacío, V_n : Voltaje nominal

Si toma el criterio de corriente de vacío es igual 3% de la corriente nominal como dicta la fuente bibliográfica se tiene:

$$S = (12,27 * 0.03) A * 220V * \sqrt{3} = 0,144kVA$$

En resumen los parámetros máximos que debe soportar el equipo de pruebas estarán dados básicamente por los parámetros del ensayo de cortocircuito y estos son:

Autotransformador variable

Voltaje de salida: 1200V

Corriente: 14,43 A.

Potencia: 30 kVA

2. El circuito de medición y control básicamente estará formado por transformadores de corriente (T_c), potencial (T_p), y analizadores de energía que ayudarán a visualizar tres magnitudes fundamentales: Voltaje, corriente, y potencia.

Para efectos de todo ensayo es muy importante tener claro la precisión del instrumento de medición para eliminar la mayor cantidad posible de errores, en este caso la norma INEN no especifica un error permisible pero se podrá optar aplicar mismo especificado en NTC 5364 de 0.5%

El circuito también deberá disponer de elementos de seccionamiento en caso de incrementos bruscos de corriente o falla a tierra.

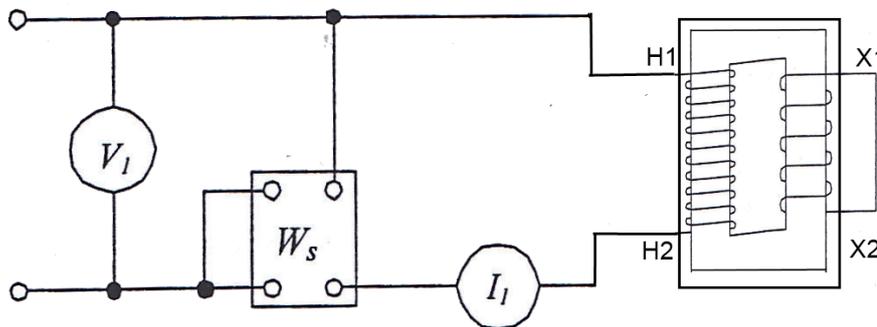


Fig. III-2 Circuito de prueba de pérdidas con carga

3.1.1.4 Prueba de voltaje aplicado.

3.1.1.4.1 Requisitos Técnicos

Este ensayo tiende a ser un poco especial ya que se comienzan a manejar niveles de tensión por encima de 1kV, esto con el objetivo de probar el sistema de aislamiento.

El voltaje máximo a aplicar en la prueba está dado en función del de BIL (Basic impulse Level), en otras palabras, para un BIL 150kV según la norma NTE 2111-1998 el voltaje de prueba para ese nivel de aislamiento debe ser de 60kV. ²⁶

Aparentemente se podría decir que en este ensayo no existe una carga que consuma potencia, ya que en teoría se está alimentado un circuito abierto (solo existe voltaje aplicado, no inducido), pero como se ve en la figura (Fig. III-3), se crea un efecto

²⁶ Comisión INEN, NTE 2111, año 1998

capacitivo entre las superficies conductoras a diferente potencial ya que entre estas dos hay un material dieléctrico, solo en el caso de pérdidas dieléctricas se añade potencia activa.²⁷

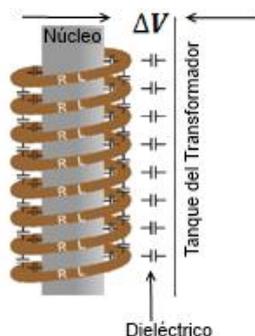


Fig. III-3 Capacitancias en un Transformador

Como $S = \frac{V^2}{Z}$ con $Z = R + XC$ y $R = 0$

$$Z = XC = \frac{1}{2 * \pi * f * c}$$

Teniendo claro lo anterior, la potencia del transformador de pruebas es:

Ecuación 31

$$S = 2 * \pi * f * c * v^2 * 10^{-9}$$

Dónde:

S: potencia aparente en kVA.

f: Frecuencia de Trabajo en Hz.

C: Capacitancia del Transformador en pF.

V: Voltaje fase-neutro en kV.

Para un voltaje máximo de 60 kV que sería más que suficiente la potencia sería de:

$$S = 2 * \pi * f * c * v^2 * 10^{-9} = 2 * \pi * 60Hz * 1000pF * 60kV * 10^{-9}$$

$$S = 1,357 kVA$$

²⁷ Alonso Rafael Vicuña Arellano, Diseño del nuevo laboratorio de alto voltaje para la EPN, año 1977

Una forma de efectuar esta prueba es conectar en cascada a un autotransformador monofásico variable de bajo voltaje (Variac de 0 a 1000 volt) al transformador de alto voltaje, otra opción es conectar este transformador de alto voltaje a un generador sincrónico.

Lo más recomendable resulta el transformador regulable por su bajo costo, requerimientos de espacio y mantenimiento más sencillo, las únicas desventajas que tiene este método es que limita el ensayo a frecuencia industrial, y a su vez se pueden absorber efectos desagradables de la red como armónicos.



Fig. III-4 Transformador de alto voltaje sumergido en aceite

Fuente: <http://spanish.alibaba.com>

El transformador de pruebas deberá entonces contar con una relación de transformación de por ejemplo 1 a 60, así por cada 100 voltios en la salida del transformador variable, tendremos 6 kV en la salida del transformador de pruebas.

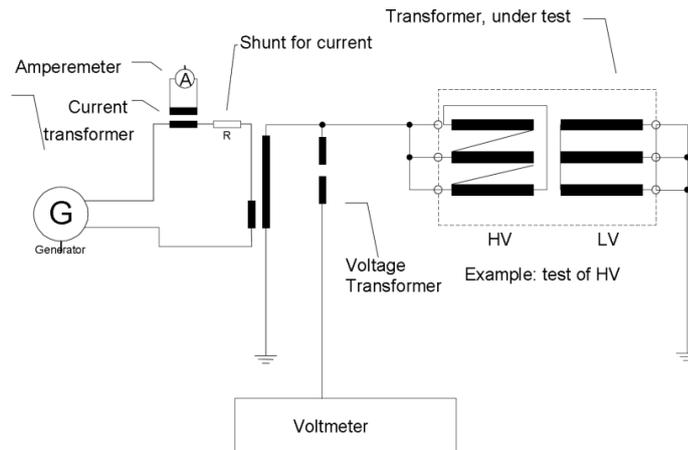


Fig. III-5 Esquema de conexión de ensayo de tensión aplicada

Fuente: Guide for testing power transformers tesar

El equipo de medición también es un tanto especial, ya que la medición de la magnitud del voltaje se recomienda realizarla en el lado de alta tensión por confiabilidad de la información con el cliente final. Lo más común es el uso de voltímetros con divisores capacitivos los cuales nos dan una medida instantánea del punto de alta tensión.

Su principio de funcionamiento se fundamenta en que el voltaje se distribuye por conjunto de condensadores en serie, de forma inversa a la capacitancia, así en una capacitancia pequeña “c1” caerá la mayor parte del voltaje y en una grande “c2” solo una pequeña proporción que podrá ser fácilmente censada por instrumentos digitales, lógicamente esta magnitud medida es escalada en función de la relación del divisor para ser presentada en alguna pantalla.

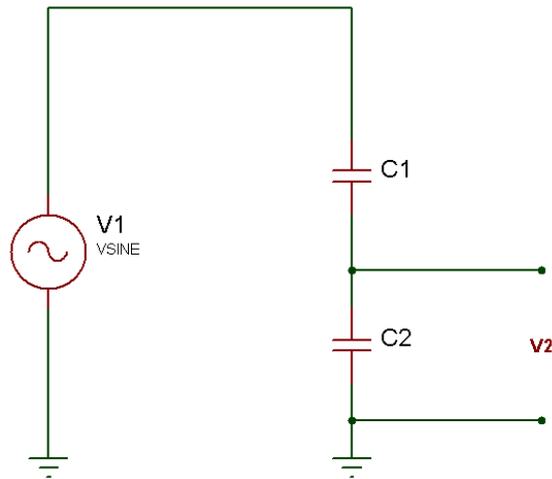


Fig. III-6 Divisor de voltaje capacitivo

$$V_1 = K * V_2$$

$$K = (C_1 + C_2) / C_1$$

Dónde:

K: es la relación de transformación del divisor.

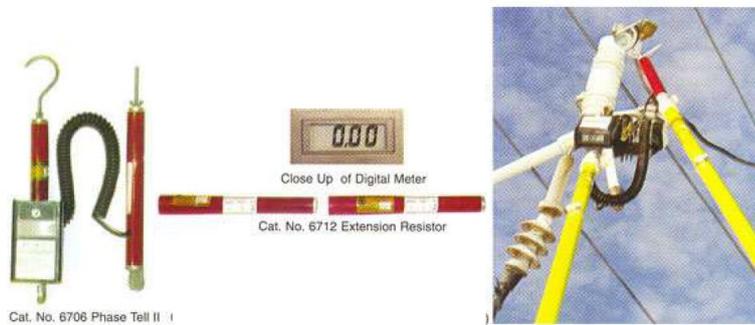


Fig. III-7 Instrumentos de medición en alto voltaje

Fuente: www.viaindustrial.com

3.1.1.5 Prueba de voltaje inducido

3.1.1.5.1 Requisitos técnicos:

La prueba de voltaje inducido se puede realizar en HV (alto voltaje) o BT (bajo voltaje) pero, por conveniencia de seguridad la alimentación se la realiza desde el lado de BT, para ello será necesario un generador el cual deberá ser alimentado mecánicamente por un motor como se ilustra en la figura (Fig. III-8), esto con el objetivo de que la alimentación sea lo más estable y limpia posible (libre de armónicos) y aproximada a la sinusoidal; como podremos notar para aplicaciones de pruebas de transformadores no se utilizan convertidores estáticos en los circuitos de potencia, por la contaminación armónicos que producen en la red y traduciéndose estos armónicos en información errada de las pruebas.



Fig. III-8 Aparata para ensayo de tensión inducida

Fuente: <http://www.monarch-electronics.com/>

Para dimensionar la potencia del generador, en primer lugar se debe obtener los datos de carga (el Transformador bajo prueba)

Recordando lo revisado en el capítulo 1, tenemos que la potencia consumida en vacío por el transformador, está en función del voltaje del sistema y la corriente de vacío, siendo una relación causa-consecuencia respectivamente se puede deducir que si se eleva el voltaje en un 200% del voltaje nominal (voltaje de prueba), tendríamos como consecuencia el doble de la corriente de vacío.

Puesto que el circuito magnético soporta una cierta cantidad de corriente de excitación antes de entrar en saturación, este efecto de incremento de corriente se

debe contrarrestar aumentando la frecuencia en igual o mayor proporción que el voltaje.

Lo mencionado anteriormente se demuestra a continuación:

De la ecuación 2 tenemos:

$$E = 4.44 * N * f * \phi_m * 10^{-8} \text{ Volts}$$

$$\text{Si: } 4.44 * N * 10^{-8} \text{ Volts} = C$$

Despejando el flujo tenemos:

$$\phi_m = \frac{E}{f * C}$$

Dónde: E: voltaje inducido y f: Frecuencia

Como la corriente de excitación es directamente proporcional al flujo, entonces se deduce que, si el flujo varía, también variará la corriente de excitación en la misma razón, ósea en E/f.²⁸

Se ve claramente que el flujo queda en función del voltaje y la frecuencia, y que por conveniencia resultaría para el ensayo aumentar la frecuencia en mayor razón al voltaje para obtener un flujo más reducido y por consiguiente una corriente de excitación menor.

Se sugiere al lector leer el capítulo 1 donde están las definiciones de corriente de vacío y demás conceptos.

²⁸ Pérez Pedro Avelino, Transformadores de distribución, 3ª edición, año 2008

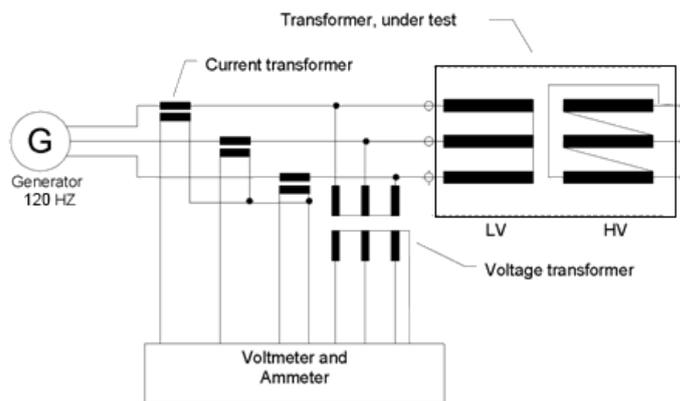


Fig. III-9 Esquema de conexión de ensayo de tensión inducida

Fuente: Guide for testing power Transformers Tesar

EL objetivo es el de encontrar la fuente indicada para este ensayo; se calcularán los diferentes parámetros necesarios:

Como primera parte tenemos la corriente de vacío, que durante este ensayo será relativamente baja, para el peor de los casos la corriente durante la prueba no excederá el 3% de la corriente nominal.

Potencia del transformador $S = 500$
 kVA. Voltaje del secundario:
 $V_n = 220V$.

$$I_0 = \frac{500 \text{ kVA} * 3\%}{220V * \sqrt{3}} = 39.64 \text{ A}$$

Luego el voltaje de prueba según la norma NTE INEN 2127:98 (Transformadores. Niveles de aislamiento) es $2V_n = 440V$ a una frecuencia de 420 Hz.

$$I_{0(420 \text{ Hz})} = \frac{I_0 * 480/420}{220/60} = 12.35 \text{ A.}$$

Potencia requerida:

$$S = 12.35 * 440V * \sqrt{3} = 9,41 \text{ kVA}$$

Potencia del motor generador:

Si el factor de potencia (f.p.) es 0,85

$$P = 9,42 * 0,85 = 8 \text{ kW} = 10,723 \text{ HP}$$

3.1.1.6 Medición de la resistencia del aislamiento.

3.1.1.6.1 Requisitos técnicos:

El equipo para este ensayo se conoce como Megahómetro o Megger. Para obtener el valor de resistencia óhmica del aislamiento este equipo determina las corrientes de fuga (corrientes que atraviesan el aislamiento), con un cierto voltaje aplicado dado, donde luego se desplegará la relación $R = V/I$.

La fuga de corriente se presenta ya que no existe un aislante con resistencia infinita y sumado a esto, también pueden existir imperfecciones en los materiales dieléctricos.

El criterio de selección del equipo viene dado por los voltajes que disponen para la prueba, hoy en día la mayoría dispone de voltajes en pasos de 0.5, 1, 2.5, 5, kV y unos pocos 10, 15 kV además de los voltajes anteriores; a pesar de que la norma no determina emplear un voltaje específico, lo que se especifica son valores máximos de voltaje para no dañar el aislamiento, por eso es importante contar con escalones bajos (0.5, 1, 2.5kV) para probar los aislamientos de los devanados de baja tensión, en general para nuestro requisito cumple un Megger con estos pasos de voltaje 0.5, 1, 2.5, 5, kV.

La corriente a censar es otro parámetro importante, dado que las corrientes que se generan durante el ensayo están en el orden de los microamperios o menores aún si el aislamiento está en muy buenas condiciones; en el mercado existen equipos muchos equipos que no alcanzan a medir este valor, y representan la medición como $R = \infty$ dado que $R = V/0$ lo cual es una medición totalmente errada.

Existen otros parámetros como por ejemplo la automatización del equipo; por lo general los equipos analógicos que hay en el mercado solo ofrecen un botón ON/OFF para la apreciación de la resistencia medida instantáneamente, equipos electrónicos permiten configurar el tiempo de ensayo, tipo de ensayo (índice de absorción dieléctrica, resistencia de aislamiento, etc.) y observar varios parámetros, como el voltaje que se está aplicando, la resistencia, la corriente, etc., en cualquier momento del ensayo, guardar resultados y hasta gráficas.

3.1.1.7 Prueba de la rigidez dieléctrica del líquido aislante refrigerante.

3.1.1.7.1 Requisitos técnicos:

El equipo empleado en esta prueba se conoce comúnmente como chispómetro (más información sobre el ensayo en el capítulo 1).

Más que parámetros de potencia, lo importante del equipo es la norma para la que está diseñado trabajar; la de nuestro interés es la norma ASTM. D1816 aunque es también recomendable adquirirlo con capacidad de realizar otras normativas, o a su vez que sea programable, ya que a veces las exigencias cambian entre los diferentes clientes.

El voltaje máximo de prueba es un parámetro también clave para la selección del equipo, como ya mencionamos en el capítulo 1, la tensión para que el aceite este apto para su uso es de 45 kV/2,04mm con la mayoría de equipos en el mercado, por no decir todos cumplen con este requisito ya que llegan a un nivel de 60 kV.²⁹

²⁹ IEEE Transformers Committee, IEEE Std C57.106, año 2006

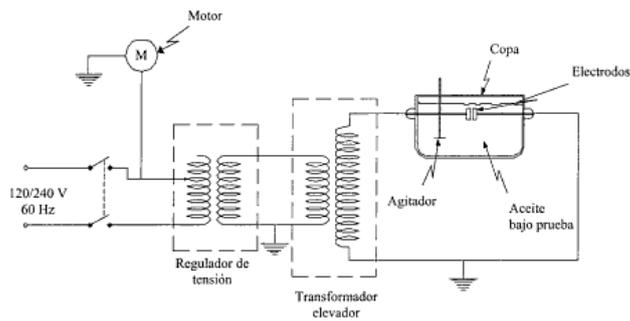


Fig. III-10 Circuito de ensayo de rigidez dieléctrica

Fuente: Transformadores de distribución de Pedro Pérez

A continuación se presenta un resumen de los equipos necesarios para la ejecución de los ensayos:

Tabla 20 Equipos requeridos para ensayos de rutina

| Tipo de Ensayo | Equipo Necesario |
|--|--|
| Resistencia óhmica | Milióhmetro (Puente kelvin o Wheatstone) y |
| Relación de Transformación | TTR (Probador de espiras) |
| Medición de pérdidas con y sin carga | Transformador de corriente, Amperímetro, Voltímetro, Watímetro, termómetro |
| Pérdidas por corriente de excitación | Transformador de potencial, Amperímetro, Voltímetro, Watímetro, termómetro |
| Resistencia del aislamiento | Megger (Megahómetro) |
| Potencial aplicado | Transformador de potencial, transformador variable, kilo voltímetro |
| Potencial inducido | Motor Generador, Variador de Frecuencia |
| Rigidez dieléctrica del líquido refrigerante | Probador de rigidez dieléctrica (chispómetro) |

3.1.2 Necesidades de Seguridad

Un laboratorio de ensayos es sinónimo de alto riesgo y al mismo tiempo debe ser sinónimo de seguridad al personal y a toda la costosa aparamenta relacionada directa e indirectamente con la actividad.

Los ensayos con altos voltajes pueden llegar a ser particularmente peligrosos para los participantes cuando las medidas de seguridad son inadecuadas

3.1.2.1 Distancias de seguridad

Todas las instalaciones de ensayos en alto voltaje deben estar protegidas contra ingresos unidireccionales a las zonas de peligro, es apropiado realizar esto con la ayuda de cercas metálicas (jaula de Faraday) especialmente diseñadas con un buen aterrizaje a tierra.

Para tener una referencia de las distancias de seguridad podemos citar la distancia a la cual existe ruptura del dieléctrico del aislante externo en otras palabras del aire que es nuestro principal aislante del alto voltaje ya que es auto recuperable y no posee ningún costo económico; en condiciones normales su rigidez dieléctrica es 30kV/cm en promedio a nivel del mar.³⁰

La rigidez dieléctrica es el máximo campo eléctrico que no ioniza las moléculas, en otras palabras es el gradiente máximo que puede soportar un material antes de que se produzca destrucción por perforación; se expresa en kilovoltios por milímetro. Las condiciones de ensayo influyen mucho en su valor y aún se eliminan estas condiciones o se realice el ensayo en condiciones especiales, queda aún presente el factor tiempo.

La rigidez dieléctrica del aire también depende de las condiciones atmosféricas (densidad del aire, humedad del ambiente, etc.).

Por lo general, el voltaje disruptivo de descarga para una trayectoria dada en el aire se incrementa por un aumento en la densidad del aire; sin embargo, cuando la humedad relativa excede de aproximadamente 80%, el voltaje de descarga disruptiva se vuelve irregular, especialmente cuando la descarga disruptiva se produce sobre una superficie aislante.

³⁰ Balseca Cueva Celiano Ivan, Diseño de la Jaula de Faraday y Puesta a Tierra del laboratorio de alta tensión, ESPOL, año 1988

Tabla 21 Factor de corrección de rigidez dieléctrica del aire en función de la altitud (presión atmosférica).

| Altitud: | Dieléctrico(p.u) |
|------------------|------------------|
| 3000 ft(1000m) | 1 |
| 4000 ft (1200 m) | 0,98 |
| 5000 ft(1500m) | 0,95 |
| 6000 ft(1800 m) | 0,92 |
| 7000ft(2100m) | 0,89 |
| 8000 ft (2400 m) | 0,86 |
| 9000 ft (2700 m) | 0,83 |
| 10.000 ft(3000m) | 0,8 |
| 12.000 ft(3600m) | 0,75 |
| 14.000 ft(4200m) | 0,7 |

Fuente: IEEE C57.12.00 2006

Es común encontrar la desclasificación del dieléctrico del aire en función de la altitud como se presenta en la Tabla 21, este factor resulta relacionado con la presión atmosférica, ya que a mayor altura habrá menor presión y por ende menor densidad del aire, entonces por ejemplo se visualiza que la rigidez dieléctrica del aire aproximada a una altura de 2700 metros sobre el nivel del mar será de $30\text{kV/cm} \cdot 0,83$. [15]

En consecuencia de las variaciones de condiciones atmosféricas y otros factores, se obliga a dar directivas o normas que aseguren seguridad de las personas.

Haciendo referencia a la norma VDE 0100, las distancias mínimas a los objetos de ensayo no deben ser menores a:

- Para pruebas con voltajes AC/DC: 50 cm por cada 100 kV.
- Para pruebas de impulso: 20 cm por cada 100 kV.

Independientemente del valor del voltaje (por debajo de 100 kV), siempre se deberá observar una distancia de seguridad de 50cm como mínimo. [6]

3.1.2.2 Sistema Seguridad

3.1.2.2.1 Circuitos de protección

En alto voltaje los accesos a los lugares de ensayo deben estar configurados de tal forma que no se permita la energización de los circuitos si todas las condiciones de operación no se encuentran en la configuración indicada, esto quiere decir por ejemplo si los accesos a los sitios de ensayo están abiertos o desprotegidos, o si durante una prueba se llegase a abrir algún acceso, las protecciones deberán actuar de modo que se suspenda la alimentación del circuito de prueba.

Todo ensayo deberá ser iniciado desde cero 0 voltios o con el voltaje menor posible, lo que implica que los circuitos no deberán energizarse si no se cumple esta condición, esto con el objetivo de detectar alguna falla de configuración de los circuitos o los equipos y a la vez se minimice el riesgo.

Las condiciones (Energizado/Des-Energizado) deberán ser indicadas por medio de lámparas, color rojo y verde respectivamente.

En un laboratorio de pruebas es imprescindible la presencia de un responsable con la competencia necesaria, el mismo deberá revisar los circuitos y autorizar la operación de los mismos. [6]

El diagrama del circuito de control se presenta a continuación:

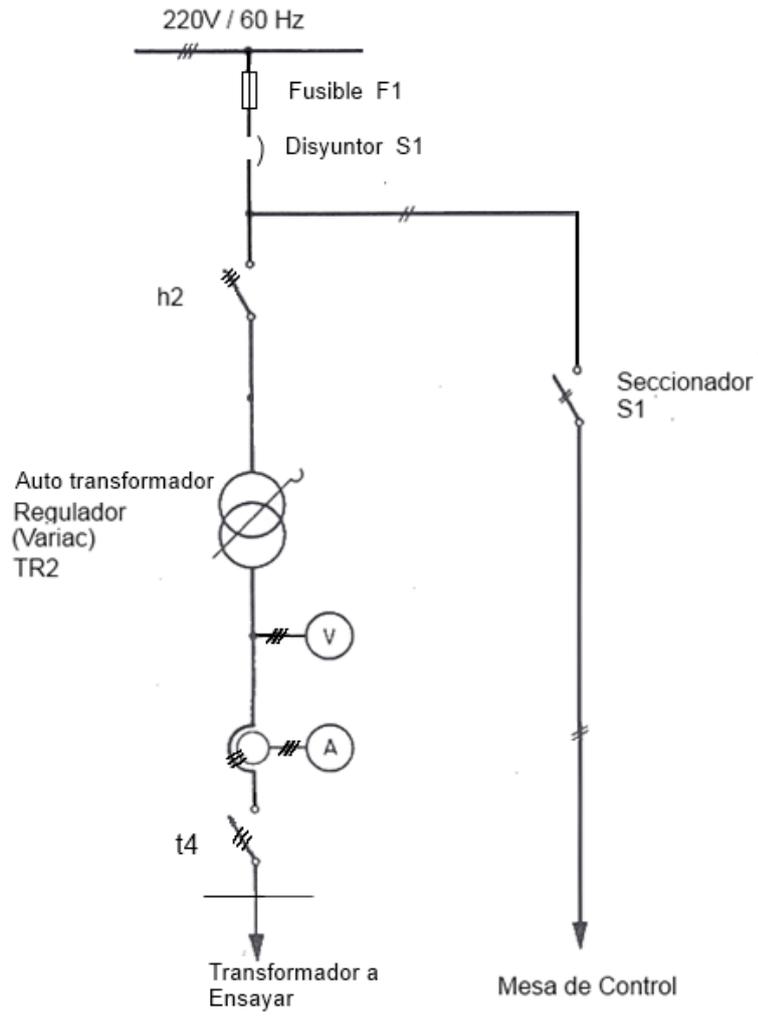


Fig. III-11 Circuito de potencia de pruebas de medición de pérdidas

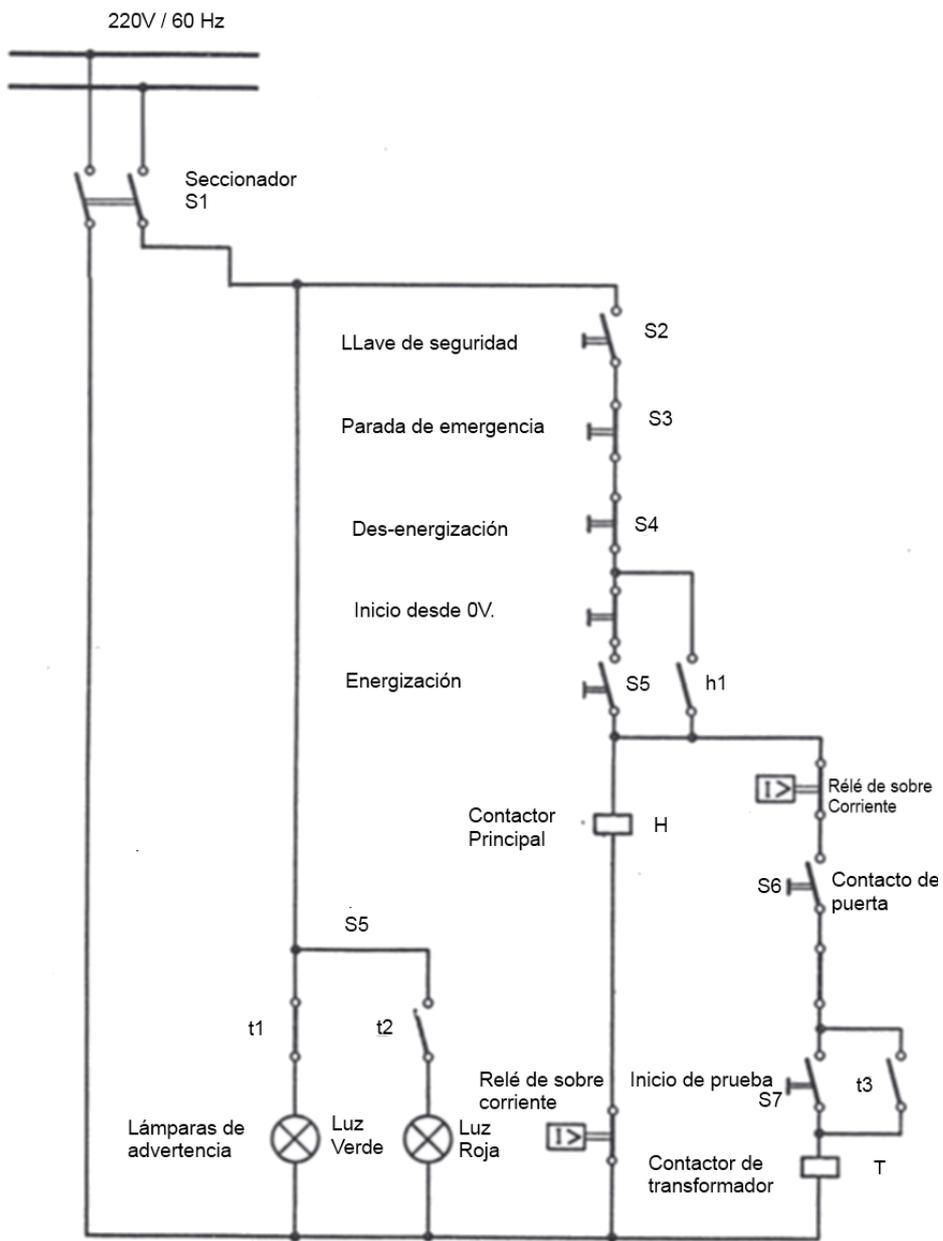


Fig. III-12 Circuito de mando de pruebas.

3.1.2.2.2 Puesta a Tierra

Haciendo una descripción breve de la puesta a tierra; las instalaciones en alto voltaje son aceptables, cuando todas las partes que reciben alto voltaje están debidamente aterrizadas; el aterrizaje puede ser realizado por conductores de puesta a tierra que se encuentren dentro del enmallado de protección.

Todos los alimentadores deben ser puestos de tal manera que no queden colgados de las puntas. Los alimentadores de bajo voltaje que pueden asumir altos potenciales durante apagones o descargas disruptivas y conducir fuera del área de protección (ej. cables de medición, control, etc.), por ello es importante que todo alimentador que entre y salga del recinto de pruebas posea apantallamiento y se encuentre respectivamente puesto a tierra, de no tener apantallamiento, deberá estar dentro de ductos metálicos respectivamente aterrizados

En sistemas de potencia configurados con alimentación directa desde la red de alto voltaje, el aterrizaje debe realizarse con sistemas de aislamiento a tierra, solo seguido de la des-energización de la fuente, y no se deberá retirar dicho aislamiento mientras se encuentre personal operando en el área de pruebas (dentro de la jaula de Faraday), Esto se lo realiza para ser redundante en la seguridad de los individuos.

Con excepción de la malla de tierra, cualquier soldadura que se realice deberá ser pintada con anticorrosivo, esto para evitar su oxidación y pérdida de sus características mecánicas y eléctricas.

Todas las cajas metálicas de mesas de control, tableros etc., deberán estar aterrizadas sólidamente a la malla de tierra.

Se deberá evitar que cualquier tubería agua, gas, etc. pase por debajo o entre directamente en contacto con la malla de tierra ya que en caso de falla su pueden inducir voltajes a individuos que estén en contacto con estas estructuras. [6]

Más adelante se encontrará información más detallada sobre el sistema de tierra.

3.1.2.2.3 Riesgos de Incendio y Explosión

En experimentos y ensayos donde intervienen materiales inflamables como papel o aceites, es necesario tener cuidados especiales debido a los riesgos de incendio y explosión. En cada lugar donde se trabaje con estos materiales se dispondrá de extintores de mano o de los dispositivos necesarios para mitigar algún conato de incendio.

Según el **Art. 174 de la Ley Contra defensa de Incendios del Ecuador**, todo establecimiento de trabajo, servicio, público, comercio, almacenaje, espectáculos de reunión por cualquier concepto que por su uso impliquen riesgo de incendio, deberá contar con extintores del tipo adecuado a los materiales usados y a clase de riesgo.

Los extintores se colocarán en las proximidades de los sitios de mayor riesgo o peligro de preferencia junto a las salidas y en lugares fácilmente identificables, accesibles y visibles desde cualquier punto del local.

Para saber que clase de extintor debemos emplear en caso de un conato hablaremos de los tipos de incendio:

Clase A que son los que se producen en materiales combustibles ordinarios, tales como: madera, textiles, papel, basuras, plásticos, cartón, y otros que requieran el principio de enfriamiento a través del agua o soluciones acuosas.

Clase B.- Incendios que se producen en líquidos inflamables o gases similares, como: gasolina, grasas, aceites, pinturas, acetonas, etc. y otros derivados del petróleo, también los gases inflamables como: butano, propano, metano, acetileno, etc.

Clase C.- Incendios producidos a causa de equipos eléctricos, tales como: transformadores, tableros, motores, generadores, conductores, líneas e instalaciones eléctricas, etc.

Clase D.- Incendios producidos por determinados metales combustibles, como: magnesio, sodio, potasio, titanio, etc.



Fig. III-13 Simbología normalizada de extintores

3.2 Estudio de las condiciones iniciales del laboratorio de pruebas

El laboratorio que actualmente funciona y presta el servicio a la empresa posee la aparatamenta suficiente para realizar las pruebas de rutina anteriormente descritas.

La información del laboratorio antiguo será útil para dar una aproximación del área necesaria para el nuevo laboratorio de pruebas.

A continuación se gráfica la disposición del laboratorio:

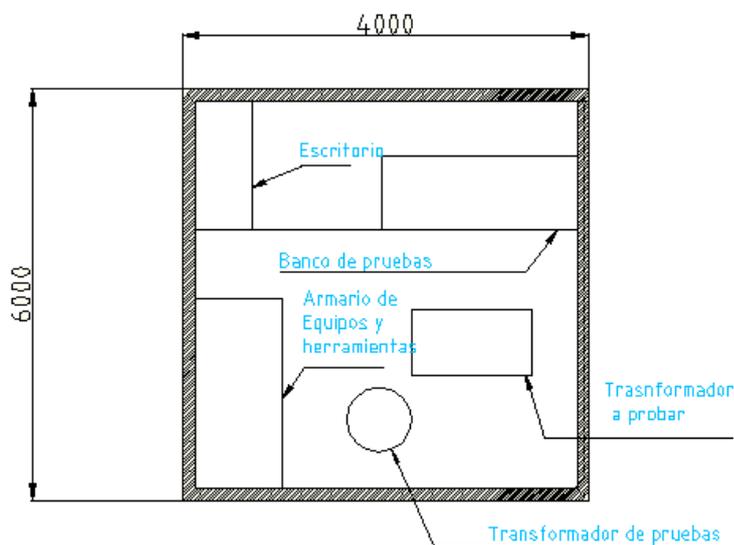


Fig. III-14 Esquema de antiguo laboratorio de pruebas

A pesar de que el laboratorio actual cumple en la mayoría con los parámetros técnicos y de seguridad antes vistos, el espacio que dispone del mismo va siendo un problema sobre todo cuando se necesitan alojar varios equipos, como se ilustra en la imagen (Fig. III-14), ya que el lugar solo tiene capacidad de ensayar un solo equipo.

Otra observación del lugar, es que no dispone de jaula de protección, lo cual aumenta el riesgo del personal a pesar de que la instalación posee una buena malla de tierra siendo su resistencia de 2.5Ω .

3.3 Diseño de laboratorio.

3.3.1 Jaula de Faraday

Cuando se trata de restringir el acceso a un lugar donde se realizan ensayos de alto riesgo y blindar un recinto contra campos electromagnéticos la Jaula de Faraday representa elemento indicado, basta con que el material de la jaula sea de un buen conductor para que esta se convierta en una superficie equipotencial.

La principal función de la jaula será la de retener ondas electromagnéticas en el interior o evitar que se propaguen hacia el exterior manteniendo la integridad de los operarios y los equipos electrónicos que se encuentren en su cercanía.

El efecto de la jaula de Faraday provoca que el campo electromagnético en el interior de un conductor en equilibrio sea nulo, anulando el efecto de los campos externos. Esto se debe a que cuando el conductor es sujeto a un campo electromagnético externo, se polariza de manera que queda cargado positivamente en la dirección en que va el campo electromagnético, y cargado negativamente en el sentido contrario. Puesto que el conductor se ha polarizado, este genera un campo eléctrico igual en magnitud pero opuesto en sentido al campo electromagnético, luego la suma de ambos campos dentro del conductor será igual a 0.

En primer lugar se debe proyectar un blindaje que recubra tanto paredes como el techo y el piso del recinto blindado, procurando la mejor unión eléctrica (preferiblemente por medio de soldadura).

El blindaje se lo puede realizar con láminas o mallas metálicas cubriendo toda el área a blindar.

A continuación se presentan características de la jaula:

3.3.1.1 Área a cubrir

El diseño del área de un laboratorio, debe tener concordancia con los equipos para realizar el ensayo, los transformadores a ensayar y sobre todo las distancias de seguridad descritas en este capítulo.

3.3.1.1.1 Dimensiones del transformador a Ensayar

Como resulta lógico se deberá dimensionar el área de pruebas en función del equipo que ocupe el mayor volumen, en nuestro caso el transformador mayor potencia, que será un transformador de 500 kVA con las siguientes dimensiones:

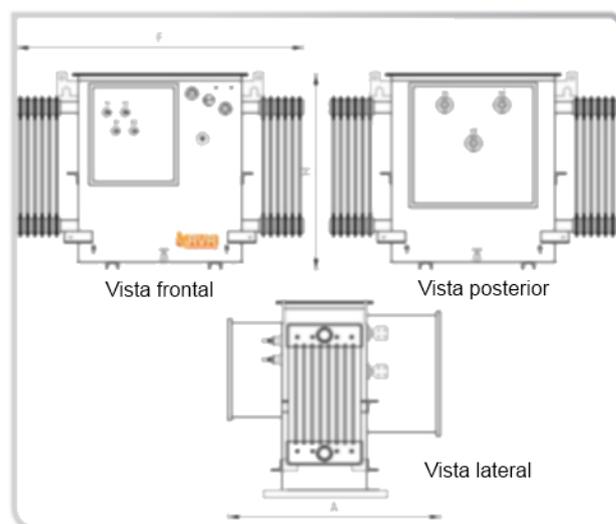


Fig. III-15 Plano de un Transformador R.V.R.

Tabla 22 Medidas características en función de la potencia

| Potencia (kVA) | A (mm.) | H (mm.) | F (mm.) |
|----------------|---------|---------|---------|
| 260 | 1074 | 1100 | 900 |
| 300 | 1122 | 1100 | 900 |
| 400 | 1240 | 1300 | 1080 |
| 500 | 1368 | 1300 | 1100 |

3.3.1.1.2 Distancia de seguridad

El objetivo del área de laboratorios es ejecutar los ensayos a transformadores de hasta de 500 kVA con el espacio suficiente para albergar hasta 4 equipos de características similares a las descritas, en consecuencia el nivel más elevado de tensión será de 60 kV por lo que con 1.50 metros de distancia entre partes vivas (energizadas) y el enmallado será más que suficiente.

Adicional a la distancia de seguridad, se deberá contar con el espacio suficiente para una ágil operación dentro del área de pruebas.

A partir de estos datos se pretenderá dar una aproximación del área de ensayos:

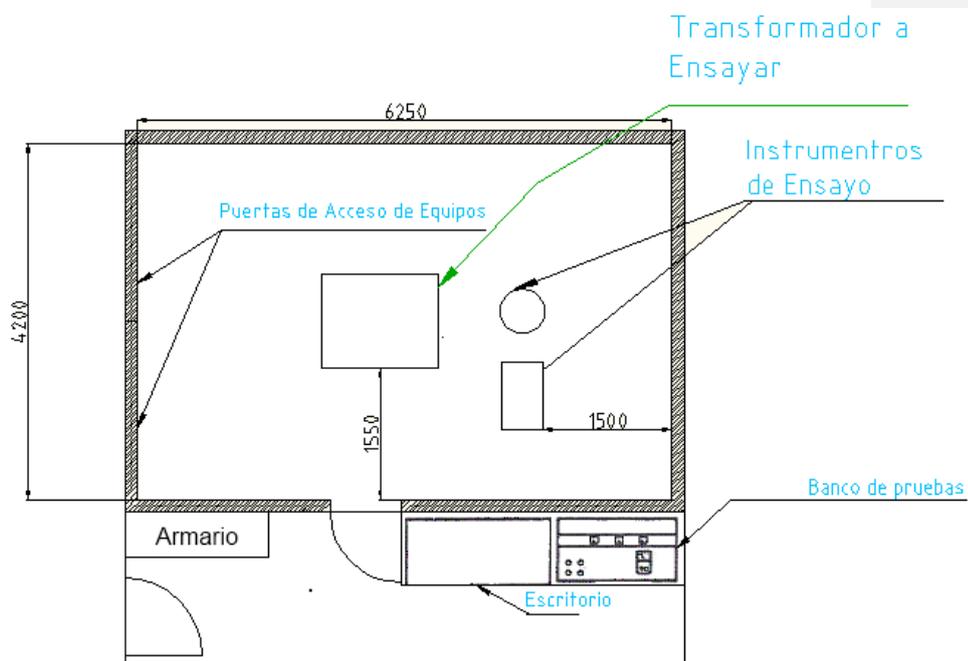


Fig. III-16 Vista superior de Área del nuevo laboratorio de pruebas

Nota: Medidas en milímetros

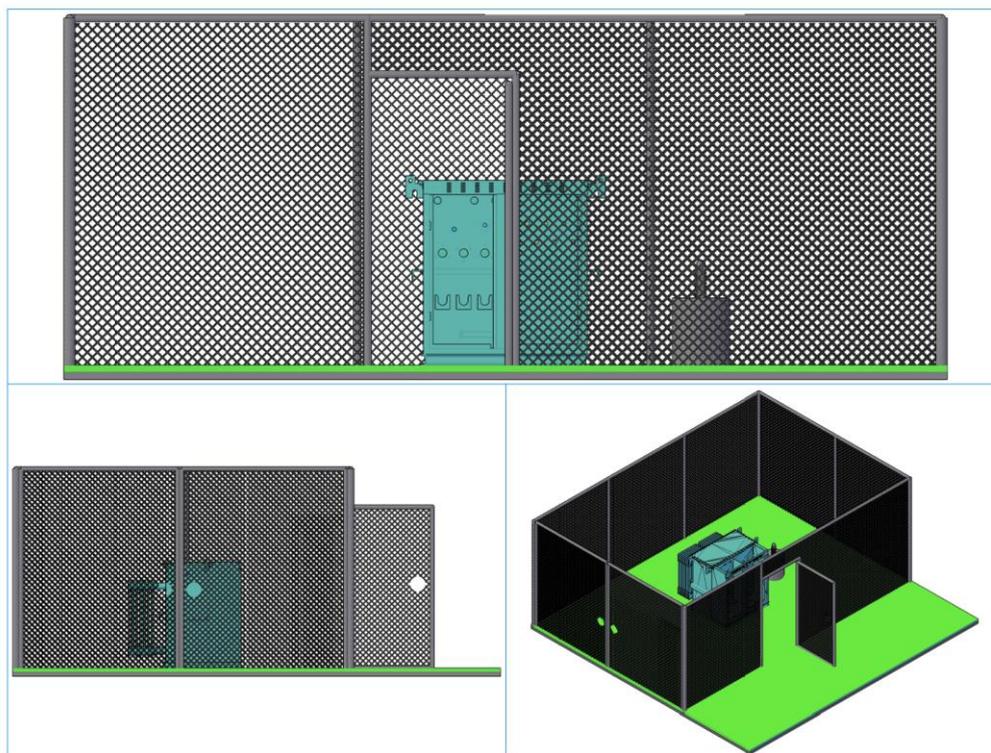


Fig. III-17 Vistas del Área de pruebas y jaula de protección.

El fabricante de equipos de alto voltaje Haefely recomienda una altura no menor a 1,8 metros; por mayor seguridad la altura de la jaula será de 2,5 metros, a su vez es una medida estándar en la que se comercializa la malla en el mercado nacional por lo que se evitará el desperdicio del material. [11]

Finalmente la jaula deberá tener las siguientes dimensiones:

Tabla 23 Dimensiones de la jaula de Faraday

| Ancho (m) | Largo (m) | Altura (m) |
|-----------|-----------|------------|
| 4,2 | 6,25 | 2,5 |

3.3.1.1.3 Material de la Jaula

Como se mencionó anteriormente, cualquier material que sea buen conductor (hierro,

aluminio, cobre) es suficiente para que la Jaula se convierta en una superficie equipotencial.

Por otro lado el aspecto económico es otro punto importante, por ello es común que la solución más económica sea la malla de alambre galvanizado.

La malla de alambre galvanizado ofrece buenas características mecánicas, conductividad y se encuentra fácilmente en el mercado nacional por lo que se recomendará el uso de la misma.

Las características geométricas son las siguientes:

Diámetro del alambre 3mm

Longitud del reticulado 50mm

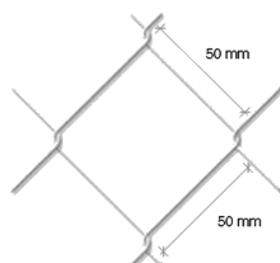


Fig. III-18 Malla de alambre galvanizado

3.3.2 Sistema de Tierra

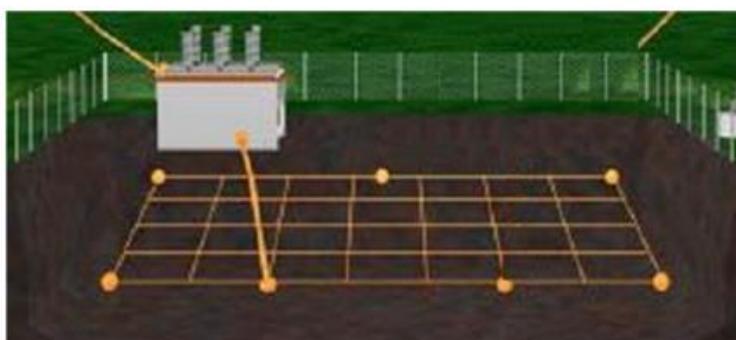


Fig. III-19 Malla de tierra

Fuente: <http://gstgrounding.com/ptnueva.html>

El propósito de un sistema de puesta a tierra es el de mantener los potenciales en

cero de todas las partes metálicas. El control de tensión también permite la reducción de riesgo de choque a las personas que puedan entrar en contacto con conductores vivos. También prevé camino para la corriente que permitirá la detección de una conexión no deseada entre los conductores del sistema, y que puede ayudar a la operación de dispositivos automáticos para eliminar la fuente de tensión de los conductores con dichas conexiones no deseadas a tierra. El NEC (National Electric Code), establece ciertas conexiones que puesta a tierra del sistema que se deben hacer para estar en cumplimiento con la legislación americana, y muy similar a la legislación nacional CPE-INEN (Código de Práctica Ecuatoriano). El control de voltaje a tierra, limita voltaje en el aislamiento de los conductores de manera que el rendimiento de aislamiento puede ser predicho más fácilmente.

En conclusión los objetivos básicos que busca un sistema de tierra son:

- 1) Reducir el riesgo de descarga eléctrica para el personal.
- 2) Proporcionar una capacidad de transporte de corriente, tanto en magnitud y duración, para aceptar la corriente de falla a tierra permitida por el sistema de protección contra la sobretensión sin crear un riesgo de incendio o explosión.
- 3) Proveer de una impedancia lo más baja posible a tierra con la corriente necesaria para la operación oportuna del sistema de protección contra la sobretensión.

A Continuación se prescriben las partes del sistema de tierra:

3.3.2.1 Malla de tierra

Es la base de nuestro sistema de puesta a tierra, es una red o malla formada por la unión de conductores en posición horizontal, normalmente según direcciones perpendiculares y uniformemente espaciados, incluyendo conductores verticales (barras). Se utiliza especialmente cuando el objetivo principal de la puesta a tierra es mantener un control de potenciales en la superficie del terreno, con un bajo valor de

resistencia.

Su diseño dependerá de algunos parámetros por eso lo hemos dividido en las siguientes etapas:

- Medición de la Resistividad
- Cálculo de corriente de falla a tierra
- Geometría y Resistencia de la malla
- Tensiones de paso, toque tolerables
- Longitud del conductor a enterrarse
- Coeficientes K_i , K_m , K_s ,
- Tensiones de diseño
- Verificación de resistencia de malla

3.3.2.1.1 Medición de la Resistividad del Suelo

La resistividad del suelo también conocida como resistencia específica, ha sido definida como la propiedad que tiene el suelo, para conducir electricidad. En su cálculo, se promedian los efectos de las diferentes capas que lo constituyen, ya que es habitual que no sean uniformes en cuanto a su composición, obteniéndose así la denominación de la resistividad del suelo.

La resistividad " ρ " es un parámetro característico de los medios conductores, y su unidad en el sistema M.K.S. es el (Ω -m).

Las mediciones de resistividad se las recomienda realizarlas en las condiciones más desfavorables, estas deberán ir acompañadas de datos como su naturaleza, temperatura, contenido de humedad, profundidad, estación del año en el que se realiza la medición y otros elementos que se ocupan en estudios más minuciosos (Concentración de sales etc.), ya que son parámetros que influyen en la significativamente en la resistividad del terreno.

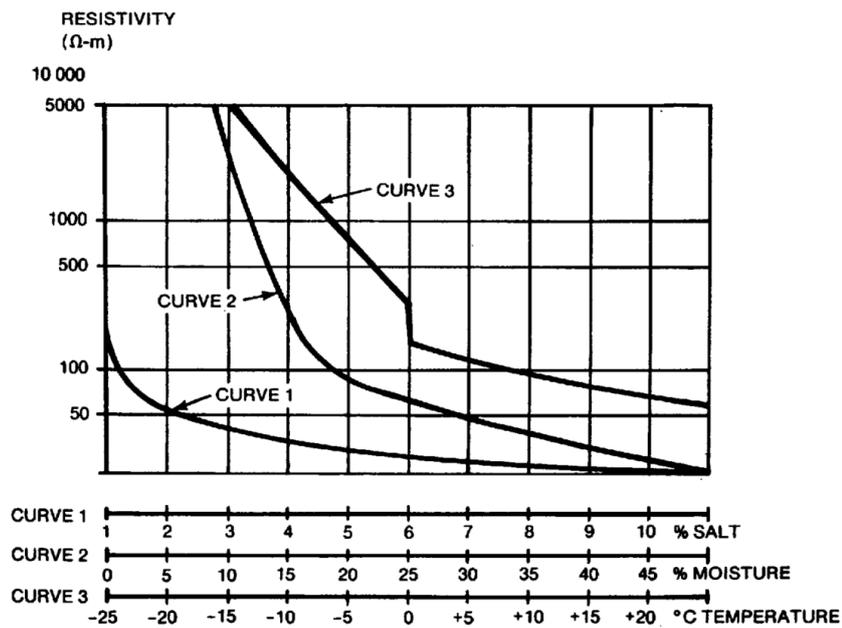


Fig. III-20 Efectos de la Humedad, Temperatura y Sal sobre la resistencia del terreno

Fuente: IEEE Std 80-2000

A continuación se da una tabla con la resistividad de los materiales:

Tabla 24 Valores medios de resistividad

| Tipo de tierra | Resistividad promedio (0-Ω) |
|------------------------|-----------------------------|
| Tierra orgánica húmeda | 10 |
| Tierra Húmeda | 1000 |
| Tierra seca | 10000 |
| Roca | 100000 |

Fuente: IEEE Std 80-2000

Tabla 25 Resistividad promedio según el tipo de terreno.

| Naturaleza del Suelo | Resistividad promedio |
|---------------------------------|-----------------------|
| Terrenos pantanosos | De algunas unidades a |
| Terreno húmedo o suelo orgánico | 10 a 50 |
| Terreno de cultivo arcilloso | 50 a 100 |
| Tierra arenosa húmeda | 100 a 200 |
| Tierra arenosa seca | 200 a 1000 |
| Tierra con guijarros y cemento | 200 a 1000 |
| Roca cristalina | 50 a 500 |
| Arena y grava | 50 a 1000 |
| Roca porosa | 20 a 2000 |
| Suelo rocoso húmedo | 2000 a 3000 |
| Granito basalto | 1000 |
| Roca compacta | 1000 |
| Limo | 20 a 100 |
| Humus | 10a150 |
| Turba húmeda | 5 a 100 |
| Arcilla plástica | 50 |
| Marga y arcillas compactas | 100 a 200 |
| Margas del jurásico | 30 a 40 |
| Arena Arcillosa | 50 a 500 |
| Arena Silíceas | 200 a 300 |
| Suelo pedregoso cubierto de | 300 a 500 |
| Suelo pedregoso desnudo | 1500 a 3000 |
| Calizas blandas | 100 a 300 |
| Calizas compactas | 1000 a 5000 |
| Calizas agrietadas | 500 a 1000 |
| Pizarras | 50 a 300 |
| Roca de mica o cuarzo | 500 a 5000 |
| Roca ígnea | 5000 a 15000 |

Fuente: World Wide Web 2009

Las mediciones en varios lugares y en el sector donde se va a instalar el laboratorio permitirán una representación del suelo a través de un modelo homogéneo.

Existen varias metodologías para la medición de la resistividad, a continuación mencionamos algunos métodos normalizados por el IEEE Std 80-2000

3.3.2.1.1 Método de los Cuatro puntos (Wenner)

Este método se utiliza cuando se tiene por lo general suelo homogéneo, en el que se puede apreciar una sola capa y se puede llevar a cabo mediciones de resistividad con diferentes separaciones de electrodos, obteniéndose un valor de resistividad constante o similar, a diferencia de un suelo variado cuyas mediciones serán diferentes al cambiar la separación de los electrodos; además este método es mayormente empleado para medir resistividades promedio.

El método requiere de cuatro varillas localizadas sobre una línea recta (Fig. III-21), las cuales se encuentran espaciadas a una misma distancia "a" entre ellas, que dependerá de la capacidad del equipo de medición (en otras palabras habrá una distancia "a" mínima de medición y una máxima) y se entierran a una profundidad "b" lo suficiente para que exista un buen contacto entre los electrodos y el terreno (20 cm por ejemplo) ; se hace circular una corriente de prueba, continua o de baja frecuencia entre los electrodos extremos (C1 y C2) y se mide la caída de tensión con un voltímetro de alta impedancia dispuesto entre los electrodos interiores (P1 y P2); el espesor de la capa medida va a ser directamente proporcional a la distancia "a" entre electrodos y obedece aproximadamente a la relación $h=(3/4)*a$.

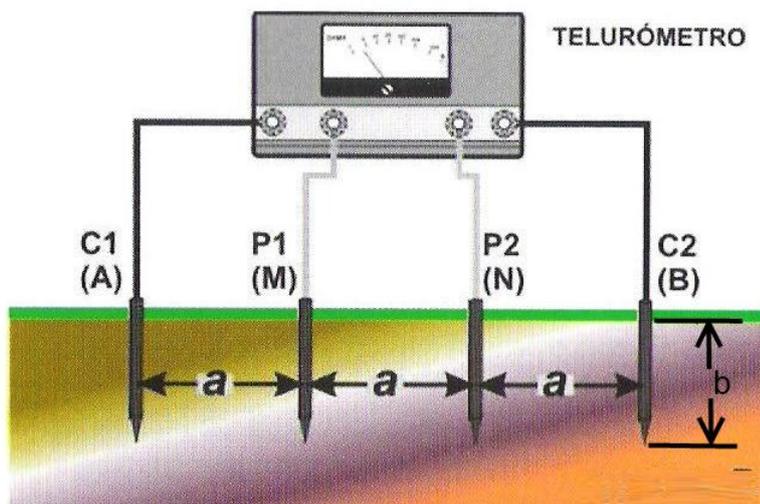


Fig. III-21 Representación de la capa medida

Fuente: http://medicionresistividad.blogspot.com/2010/12/metodos-para-la-medicion-de_08.html

La relación entre la tensión y la corriente determina la lectura de la resistencia R, y la siguiente ecuación se permitirá calcular la resistividad del terreno:

Ecuación 32

$$\rho_a = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

Dónde:

ρ_a = resistividad aparente del terreno (Ω -m).

R= resistencia medida del terreno (Ω).

a= distancia entre los electrodos (m).

b= profundidad de los electrodos (m).

La expresión anterior se puede reducir a:

$\rho = 4naR$, Si $b > a$ es decir cuando la profundidad es mucho mayor que la separación entre electrodos.

$\rho = 2naR$, Si $b < a$ es decir cuando b no es mayor a 0.1 *a se considera a b=0 por aproximación.

Las lecturas obtenidas se pueden graficar en función del espaciamiento, esto con el fin de determinar las capas en el suelo.

No es necesario que los electrodos sean muy largos ya que con una distancia "b" de 30 cm, es suficiente para que se obtengan datos fiables. [13]

3.3.2.1.1.2 Método de Schulumberger

Un inconveniente del método Wenner es la rápida disminución de la magnitud de potencial entre los dos electrodos interiores cuando su distancia se incrementa a valores relativamente grandes, esto sumado que a menudo los instrumentos comerciales no tienen la capacidad de medir valores tan bajos. Con el fin de ayudar a

estos equipos a medir resistividades con espaciamentos grandes entre los electrodos de corriente de la disposición mostrada en la figura (Fig. III-22) se puede utilizar con éxito. Las sondas potenciales son presentadas más cerca de los electrodos de corriente correspondientes. Esto aumenta el valor potencial medido.

Entonces la distancia "d" entre los electrodos de potencial será distinta a el espacio "c" así, se permite medir la resistividad del terreno con espaciamientos mayores a los permitidos con el método de Wenner, en conclusión se obtiene mayor precisión a mayores longitudes.

La distancia "b" de enterramiento de los electrodos resultará relativamente pequeña con relación a la separación de los electrodos, de forma que la resistividad obedecerá a la siguiente ecuación:

Ecuación 33

$$\rho_a = \frac{\pi c(c + d) * R}{d}$$

Dónde:

ρ_a :Resistividad aparente del suelo (Ω -m).

c :Distancia entre los electrodos de corriente y tensión.

d: Distancia entre los electrodos de tensión.

R: Resistencia del terreno.

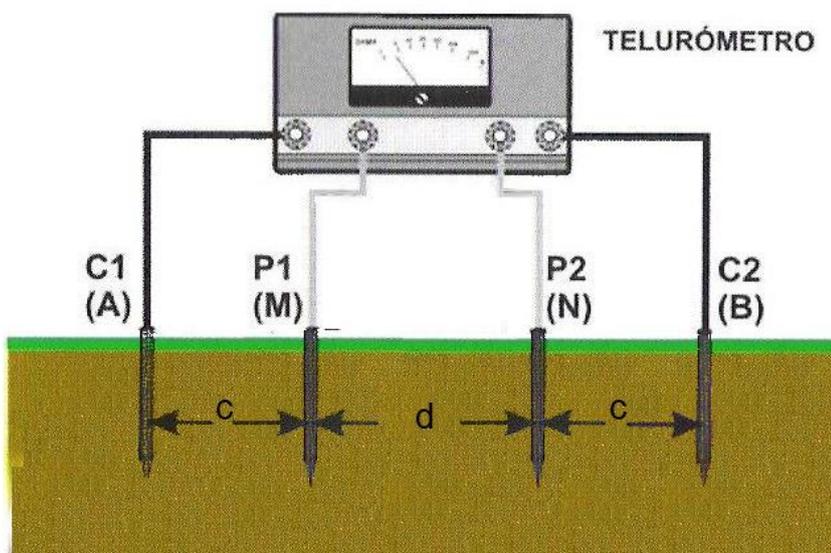


Fig. III-22 Método Schulumberger

Para cualquiera que sea el método por lo general, para cada espaciamiento se toman dos lecturas de resistividad en direcciones perpendiculares entre sí (Fig. III-23) 1-1' y 3-3' etc., es importante tener en cuenta que las diferentes ubicaciones de electrodos deben ser hechas guardando como centro el punto "O" original; esto garantiza que se está investigando la misma proporción de terreno. [13]

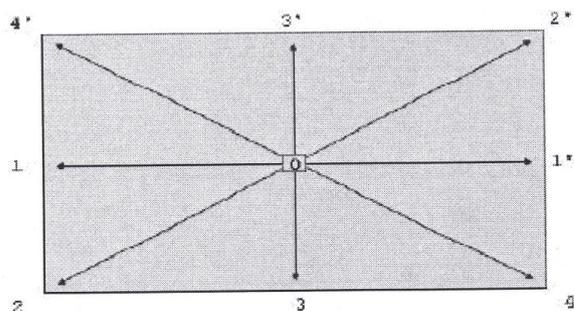


Fig. III-23 Orientación para la medición de la resistividad

Un conjunto de lecturas tomadas con diferentes distancias del electrodo ofrece un conjunto de resistividades que, cuando se trazan contra la separación, indica si hay distintas capas de suelo o roca distinta y da una idea de sus respectivas resistividades, profundidad y modelo de suelo.

Para el estudio de nuestro sistema de tierra se reunieron los siguientes datos:

Localización de la medición: Km 21 vía Calacalí.

Periodo climático: verano.

Temperatura: 21°C.

Humedad: 35%.

Naturaliza del suelo: Superficialmente arenoso.

Fecha: 11 de julio de 2012

Hora: 15:30 pm

Las mediciones fueron en las condiciones más desfavorables posibles, así obtendríamos la resistividad del terreno para el peor escenario (en sus valores más altos).



Fig. III-24 Medición de la Resistividad

Las mediciones se las realizaron por medio del equipo Saturn GeoX (**EARTH GROUND TESTER**) y con la participación de los señores Eduardo Vaca, el director de tesis y el autor de la misma.



Fig. III-25 Equipo de medición de Resistividad

A continuación se presenta las medidas obtenidas:

Tabla 26 Valores de resistividad medidos en la práctica

| Distancia entre electrodos (a) | Profundidad (b) | Resistividad (Ω -m) | Resistividad Promedio (Ω -m) |
|--------------------------------|-----------------|-----------------------------|--------------------------------------|
| 2 | 1,5 | 140,3 | 167,975 |
| 2 | 1,5 | 188,4 | |
| 2 | 1,5 | 141,9 | |
| 2 | 1,5 | 201,3 | |
| 4 | 3 | 90,3 | 82,06666667 |
| 4 | 3 | 67,4 | |
| 4 | 3 | 88,5 | |
| 6 | 4,5 | 37,9 | 41,5 |
| 6 | 4,5 | 45,1 | |

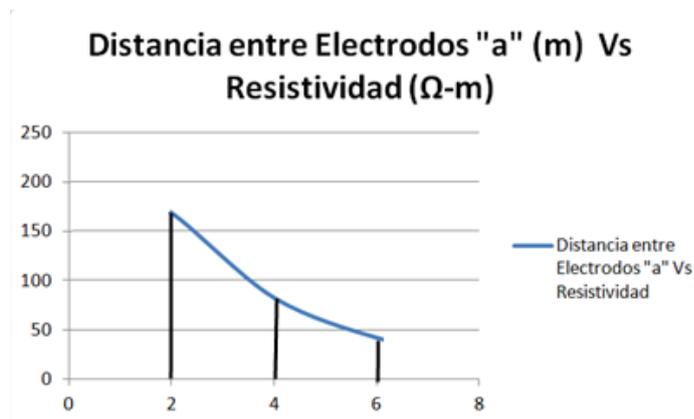


Fig. III-26 Resistividad medida en el terreno

3.3.2.1.1.3 Modelos de suelo

La interpretación de los resultados obtenidos en el campo es quizás la parte más difícil del programa de medición. Cuando la variación de la resistividad del terreno es grande y compleja debido a la heterogeneidad de la tierra a excepción de muy pocos casos, es esencial para establecer un equivalente simple de la estructura de la tierra. Este equivalente depende de:

- 1) El método utilizado.
- 2) La complejidad de las matemáticas involucradas.
- 3) El propósito de las mediciones.

Los modelos de resistividad de suelo comúnmente utilizados son el modelo de suelo uniforme y el modelo de suelo de dos capas.

"El modelo de dos capas es a menudo una buena aproximación de la estructura del suelo mientras que los modelos multicapa pueden ser utilizados para las condiciones de suelo muy complejas. La interpretación de las mediciones de resistividad del suelo se puede lograr ya sea manualmente o mediante el uso de técnicas de análisis por ordenador.

Un modelo de uniforme en el suelo debe ser utilizado sólo cuando hay una variación moderada de resistividad aparente. En las condiciones del suelo homogéneo, que rara vez ocurren en la práctica, el modelo de uniforme en el suelo puede ser razonablemente exacto.

Si hay una gran variación en la medida de resistividad aparente en el modelo de suelo uniforme, será poco probable obtener resultados precisos." ³¹

En resumen una representación más exacta de las condiciones reales del suelo puede obtenerse mediante el uso de un modelo de dos capas.

3.3.2.1.1.3.1 Modelo de Suelo uniforme

Un modelo de suelo uniforme se puede utilizar en lugar del modelo de suelo multicapa cada vez que las herramientas de cálculo de dos capas o multicapa no están disponibles. Desafortunadamente, es difícil estimar el límite superior del error en todos los parámetros de conexión a tierra relevantes, pero cuando el contraste entre las resistividades de capas diferentes es moderado, una media de la suelo resistividad promedio se puede utilizar como una primera aproximación o para

³¹ Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, IEEE Std 80-2000, Página 44

establecer el orden de magnitudes. La resistividad aproximada del suelo uniforme se puede obtener mediante la adopción de una media aritmética de los datos medidos aparentes resistividad como se muestra en la ecuación:

Ecuación 34

$$\rho_{a(av1)} = \frac{\rho_a(1) + \rho_a(2) + \rho_a(3) + \dots + \rho_a(n)}{n}$$

Una mayoría de los suelos no se cumplen los criterios de la Ecuación 34. Es difícil desarrollar un modelo de suelo uniforme cuando la resistividad de un suelo varía significativamente. Debido a que las ecuaciones de tensión de paso y contacto de esta guía, se basan en modelos de suelo uniformes. En el estándar IEEE 80-2000 se hace un intento para desarrollar una guía para aproximarse a un suelo no uniforme de un suelo uniforme.

Los datos de la resistencia aparente del suelo se obtuvieron utilizando el método de cuatro electrodos de ubicaciones geográficas diferentes. Los datos sobre el suelo de cada lugar se aproximaron con tres modelos diferentes de suelo equivalente. Estos modelos aproximados consistieron en una generada por computadora de dos capas del modelo y dos modelos de suelo uniformes. Los modelos de suelo uniformes se determinaron a partir de datos de resistividad aparente medidos utilizando la Ecuación 34 y Ecuación 35.

Ecuación 35

$$\rho_{(av2)} = \rho_{a(max)} + \rho_{a(min)}$$

Dónde:

$\rho_{a(max)}$: es el valor máximo de resistividad medido.

$\rho_{a(min)}$: es el valor mínimo de resistividad medido.

3.3.2.1.1.3.2 Modelos de suelo no uniformes

- **Modelo de dos Capas**

Un modelo de suelo de dos capas puede ser representado por una capa superior " ρ_1 " del suelo de una profundidad finita " H " sobre una capa inferior " ρ_2 " de profundidad infinita, cuando se realiza la medición de este tipo de suelos se obtiene ρ_a .

Determinación de parámetros ρ_1 , ρ_2 , H y ρ_a :

a) Para determinar ρ_1 en la curva $\rho_a = f(a)$, se toman pequeñas distancias de " a ", así mismo para ρ_2 se toman distancias mayores de " a " como se muestra a continuación, en caso de que los datos de campo sean insuficientes se extrapola la curva hacia sus extremos.

ρ_1 : 167,9 Ω -m

ρ_2 : 41,5 Ω -m

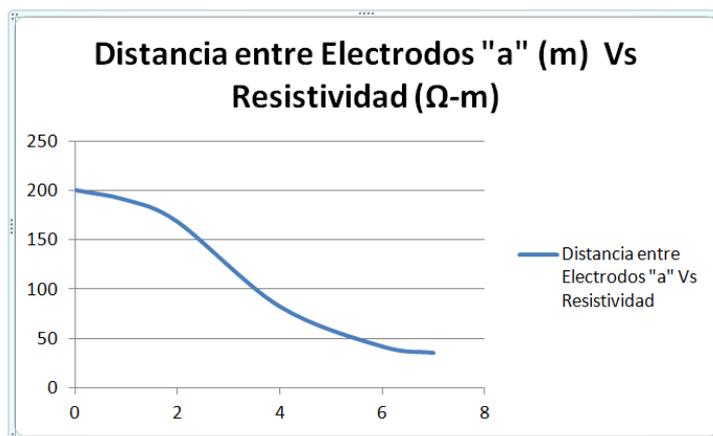


Fig. III-27 Gráfico característico de la resistividad del terreno por el método de Sunde

Según los resultados obtenidos, se determinó que el suelo se encuentra superficialmente compuesto por una capa arenosa; después de esta capa se encuentran otras capas presumiblemente de cultivo arcilloso o arenoso húmedo.

b) Las curvas de la figura (Fig. III-28) llamado método de Sunde nos ayudarán a encontrar la altura h a la que se encuentra la segunda capa, de la relación $\frac{\rho_2}{\rho_1} = k$ que se puede en el punto $\left(\frac{a}{h}\right)$.

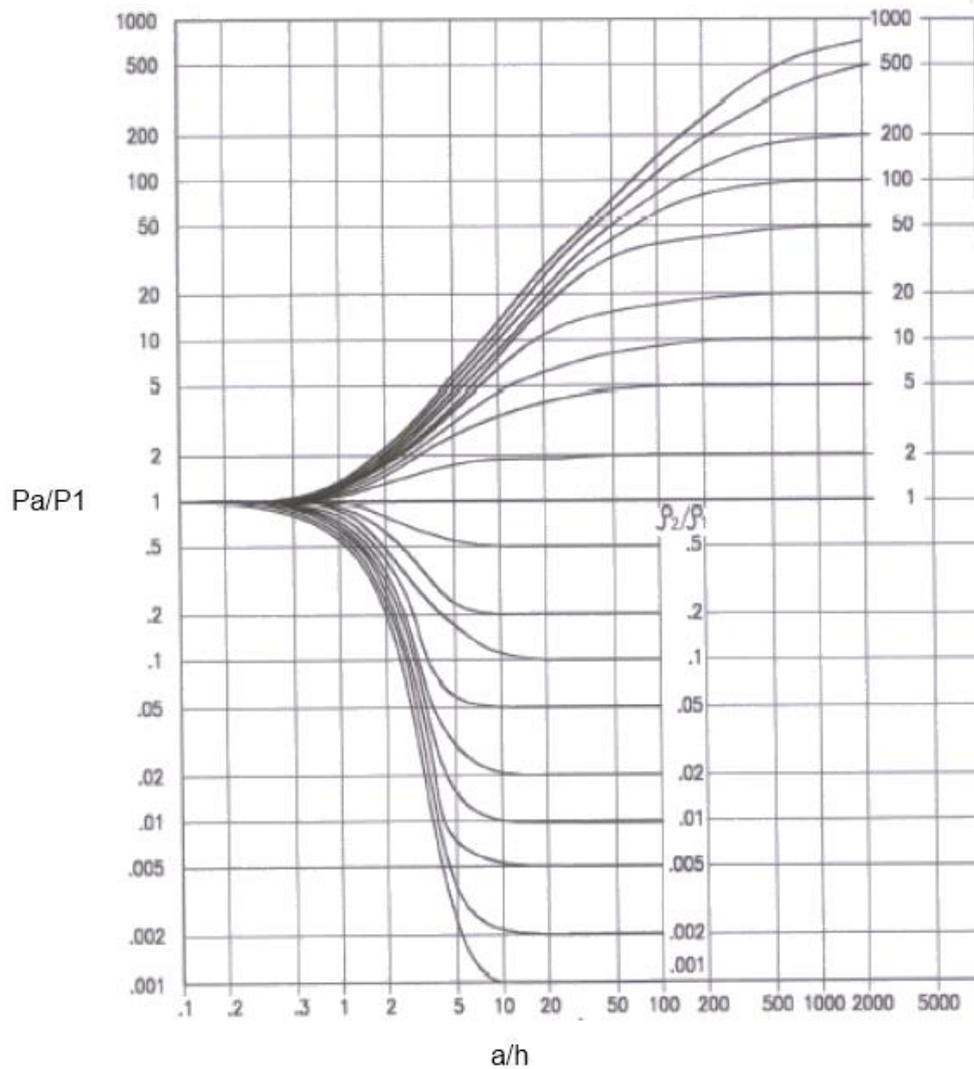


Fig. III-28 Método gráfico de Sunde

Fuente: IEEE Std 80-2000

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{41,5}{167,9} = 0,247$$

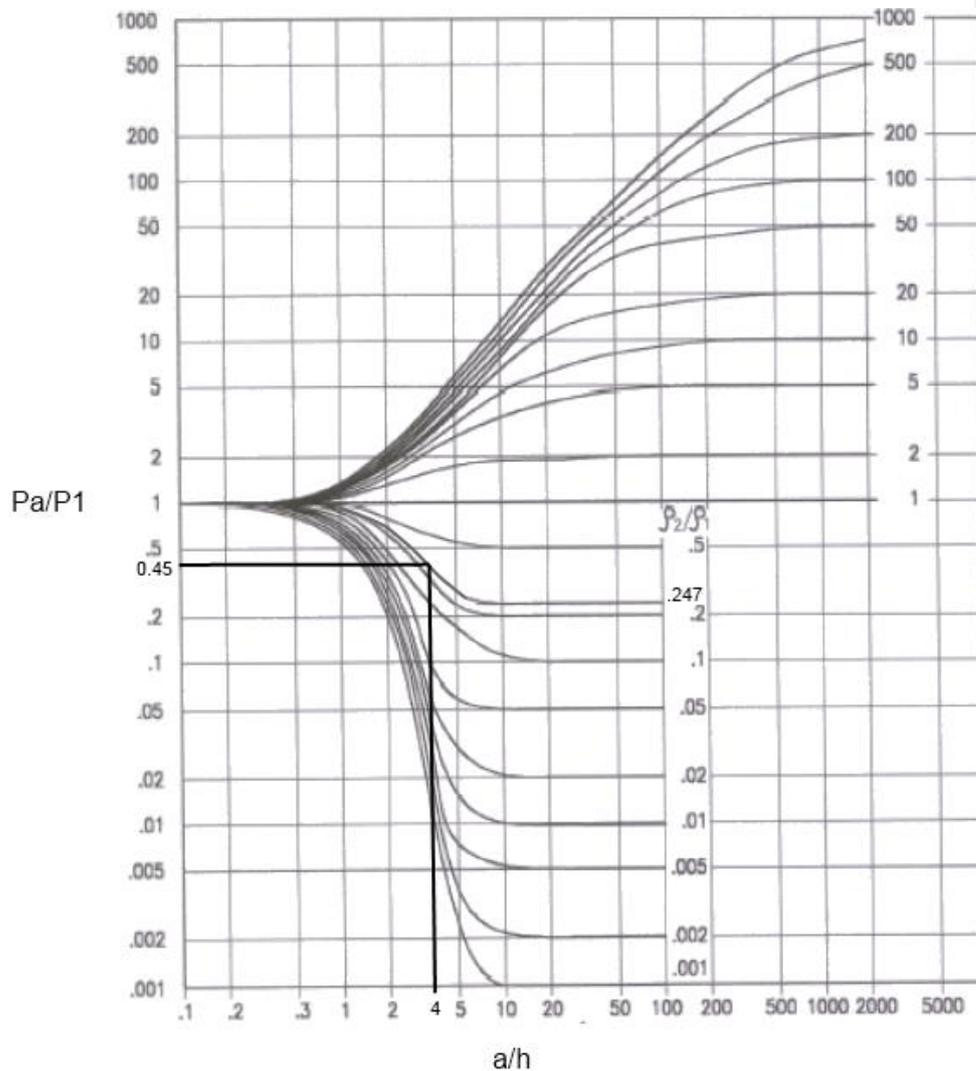


Fig. III-29 Aplicación del Método de Sunde

Dónde:

$$\rho_a/\rho_1=0,45$$

$$a/h=4$$

$$\text{Entonces: } \rho_a = 0,45 * \rho_1 = 167,9 * 0,45 = 75,55 \Omega\text{m}$$

c) Encontrado el punto de resistividad equivalente del suelo se procede a buscar la distancia “a” del gráfico en función de la resistividad calculada.

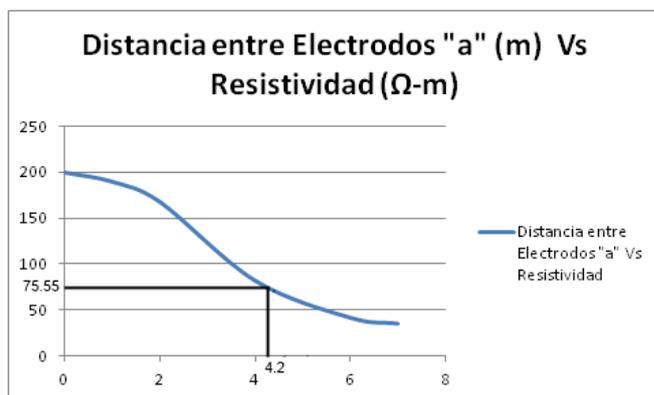


Fig. III-30 Resistividad del terreno

Para una resistividad aparente de 75.55Ω-m:

$a=4.2m$

Finalmente calculamos la altura de la capa superior “h”.

Reemplazando se tiene:

$$\frac{a}{h} = 4; \quad \frac{a}{h} = h = \frac{4.2}{4} = 1.05m$$

"Mientras que la representación más exacta de un sistema de puesta a tierra sin duda debe basarse en las variaciones reales de la resistividad del suelo presentes en el sitio del sitio, es raro que sea económicamente justificable o técnicamente viable para modelar todas estas variaciones. Sin embargo, en la mayoría de los casos, la representación de un electrodo de tierra basado en un modelo de tierra equivalente de dos capas es suficiente para diseñar un sistema de puesta a tierra segura".³²

"Para aplicaciones en ingeniería de energía, el modelo equivalente de dos capas es suficientemente preciso sin estar demasiado involucrado matemáticamente."³³

En busca de mejores resultados de la medición de la resistividad, una nueva

³² Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, IEEE Std 80-2000, página 58

³³ Power System Instrumentation and Measurements Committee, IEEE Std 81-1983, página 13

medición se realizó el día martes 6 de septiembre de 2012, con la colaboración del señor Néstor Maya y el autor de la presente tesis.

La finalidad de esta nueva medición era la visualizar el comportamiento de la bentonita para ayudar a mejorar mayor contacto entre el electrodo de medición y la tierra; los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 27 Valores obtenidos con tratamiento del suelo

| Distancia entre electrodos (a) | Profundidad (b) | Resistividad promedio (Ω -m) |
|--------------------------------|-----------------|--------------------------------------|
| 2 | 1,5 | 149,5 |
| 4 | 1,5 | 69 |
| 6 | 1,5 | 41 |

Para obtener los valores de la Tabla 27 se realizó un mejoramiento del suelo cambiando la tierra que rodea el electrodo por tierra mejorada en un diámetro de 30 cm por 20 cm de profundidad; La tierra mejorada está compuesta de una parte de bentonita por cada 10 partes de tierra del lugar.

La resistividad calculada según los datos obtenidos por medio del modelo de dos capas es:

$$\rho_a = 675.72 \Omega m$$

Se puede observar un mejoramiento a pesar de que solo se trató una pequeña proporción de suelo, lo que concluye que si se realiza el mismo tratamiento a todo el suelo de la malla o por lo menos el área donde se van a situar los electrodos se obtendrá una mejor resistencia.

3.3.2.1.2 Cálculo de Corriente de falla

Una red simplificada, se reduce a una fuente de tensión alterna constante, un

interruptor, una impedancia Z_{cc} que representa todas las impedancias situadas aguas arriba del interruptor, y una impedancia Z_s de la carga.

En realidad, la impedancia del generador está compuesta de todo lo que hay aguas arriba del cortocircuito, incluidas las redes de las diversas tensiones (AT, BT) y el conjunto de conductores serie, con sus diferentes secciones y longitudes.

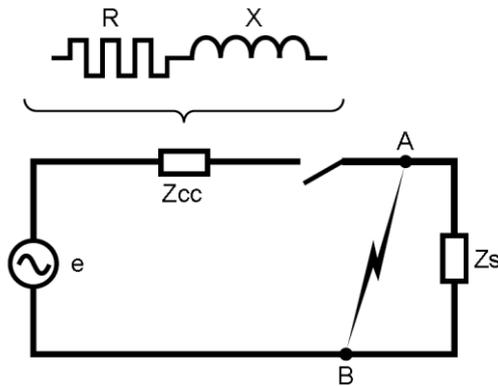


Fig. III-31 Esquema simplificado para análisis de falla en baja tensión.

La corriente de falla que se calcule debe ser la máxima calculada tomando en cuenta futuras ampliaciones del laboratorio.

La corriente de falla fase-tierra estará dada por la siguiente ecuación:

Ecuación 36

$$I_f = \frac{3 * E}{3R + 3R_f + R_1 + R_2 + R_0 + X_1 + X_2 + X_0}$$

Dónde:

I_f :Corriente de falla fase-tierra.

E: Voltaje fase tierra del sistema.

R: Resistencia de la malla.

R_f : Resistencia de falla.

$R_2 + R_0 + X_1 + X_2 + X_0$: Resistencias y reactancias de secuencia positiva negativa y cero del sistema.³⁴

Entonces como primera parte se debe obtener los diferentes componentes que intervienen en el sistema, sean estos elementos de fuente, conductores o a cargas ya que todos influyen en la falla.

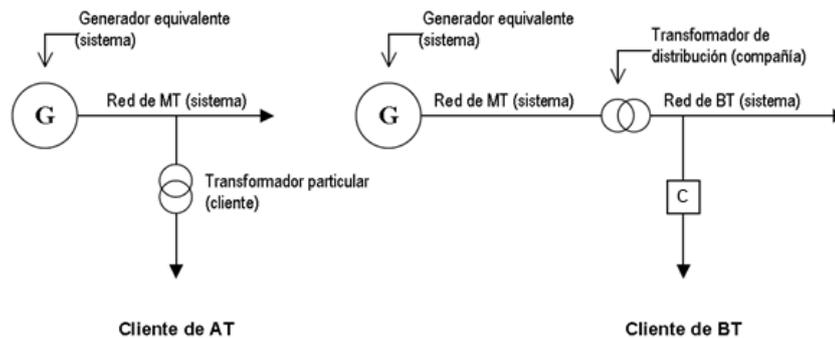


Fig. III-32 diagramas unifilares de clientes en alta y media tensión

El estudio de cortocircuito en redes interiores está compuesto por la red de alimentación externa y el transformador particular del cliente en el que caso de que sea del tipo de alta tensión.

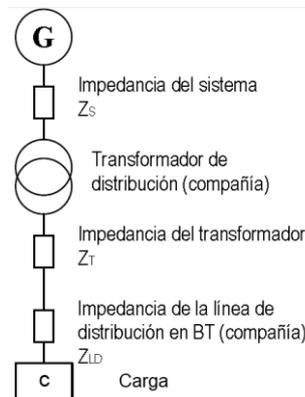


Fig. III-33 Esquema unifilar desde la red de media tensión

En el caso de instalaciones de bajo voltaje, el sistema está compuesto por la red de

³⁴ Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, IEEE Std 80-2000

alimentación en media tensión y el transformador de distribución más próximo al empalme con el cliente; solo se debe tomar en cuenta esto en el caso de que el transformador no posea su sistema de tierra, para nuestro caso el transformador ya tiene su sistema de tierra y no de nuestro interés protegerlo, por lo que el estudio se realizará desde la barra que alimenta el laboratorio.³⁵

Para el cálculo de la corriente de falla se deberán emplear las peores situaciones que se puedan suscitar.

Esto se logrará analizando los diferentes ensayos que describimos anteriormente, a continuación citamos los que son potencialmente más perjudiciales:

Falla en ensayo de tensión aplicada

Falla en ensayo de medición de pérdidas en vacío

3.3.2.1.2.1 Falla en ensayo de tensión aplicada

se podría decir que es la más perjudicial por el elevado nivel de tensión (60 kV); pero habrá que analizar los elementos.

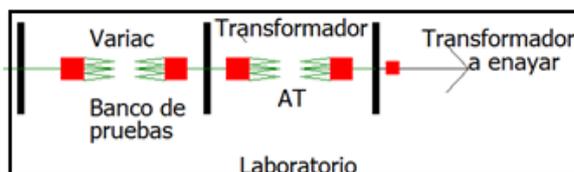


Fig. III-34 Circuito de alimentación de pruebas en AT.

Del circuito que se muestra en la figura (Fig. III-34) por simplicidad de los cálculos, solo interesa los datos característicos del transformador de alto voltaje ya que la impedancia que posee el transformador variable u otros elementos que estén en el camino de la falla son demasiado pequeños como para ser considerados.

³⁵ B. de Metz-Noblat F. Dumas G. Thomasset, Cálculo de corrientes de corto circuito, Cuaderno Técnico N°-158, Schneider Electric.

Como mencionamos anteriormente el objetivo de este ensayo es el probar que el aislamiento sea el indicado según los requisitos de norma como un seguro idealizado para las diferentes sollicitaciones eléctricas que se puedan dar; aunque no se busque la disrupción eléctrica es posible que durante el ensayo se dé.

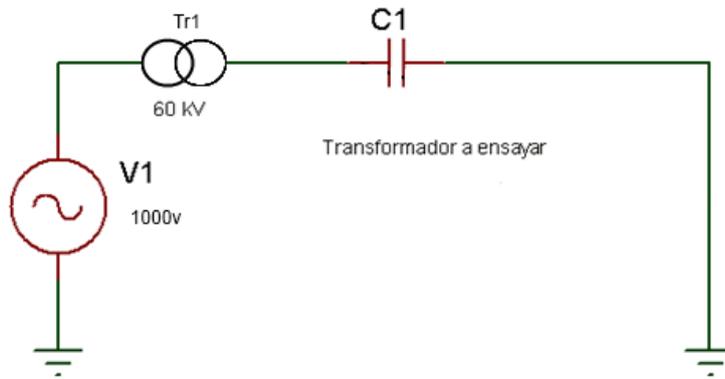


Fig. III-35 Ensayo de voltaje aplicado

En el tiempo $t=0$ se tiene que el transformador se comporta como un circuito abierto (semejante a una resistencia infinita) cuando se aplica cierto nivel de tensión entre el sistema de aislamiento, teniendo una corriente demasiado pequeña; conforme se vaya incrementado la tensión y pasando el tiempo, se llegará a una tensión crítica disruptiva que romperá el aislamiento y el circuito entrará en falla.

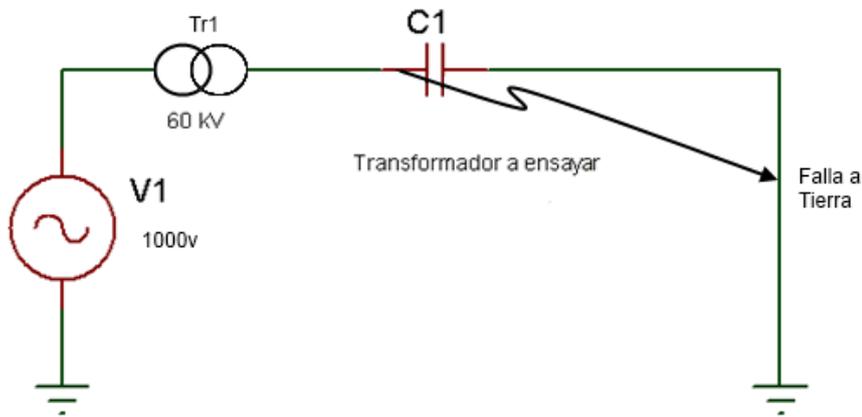


Fig. III-36 Falla en Ensayo de voltaje aplicado

$$I_f = \frac{3 * 60.000}{3 * 0 + 3 * 0 + R_1 + R_2 + R_0 + X_1 + X_2 + X_0}$$

Tabla 28. Datos del transformador de pruebas.

| | | | |
|------------|-------|-----------------|-----------------|
| Potencia | 1 kVA | Numero de fases | 3 |
| Vp. | 200V. | Ip (A) | 5 A. |
| Vs. | 60 kV | Is (A) | 16,6 mA |
| Impedancia | 8.8% | Z_T | 316800 Ω |

“En transformadores la impedancia de secuencia positiva negativa y cero son las mismas, solo en casos donde el núcleo sea del tipo **core** se asume que la impedancia de secuencia cero es el 90% de la secuencia positiva.”³⁶

Entonces:

$$I_f = \frac{3 * 60.000}{3 * 0 + 3 * 0 + 3 * 316800}$$

$$I_f = \frac{3 * 60.000}{3 * 316800} = 0,189A$$

Se puede apreciar que a pesar de que el voltaje es elevado, la alta impedancia del transformador de ensayo limita la corriente considerablemente.

3.3.2.1.2.2 Falla en ensayo de medición de pérdidas en vacío

Entre los demás ensayos se dedujo que el de medición de pérdidas vacío es potencialmente el más peligroso por las bajas impedancias que se encuentran en el camino de la corriente

³⁶Martin J. Heathcote, The J & P Transformer Book, Edición treceava, año 2007, página 866

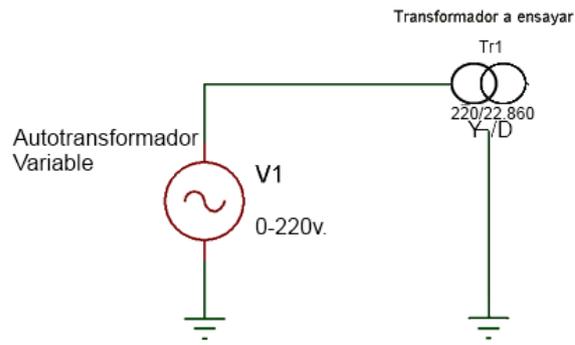


Fig. III-37 Circuito de ensayo de medición de pérdidas en vacío

Para una falla en esta prueba, se analiza el peor caso donde se tiene una falla de uno de los terminales de alta tensión a tierra, como se ve en el siguiente circuito:

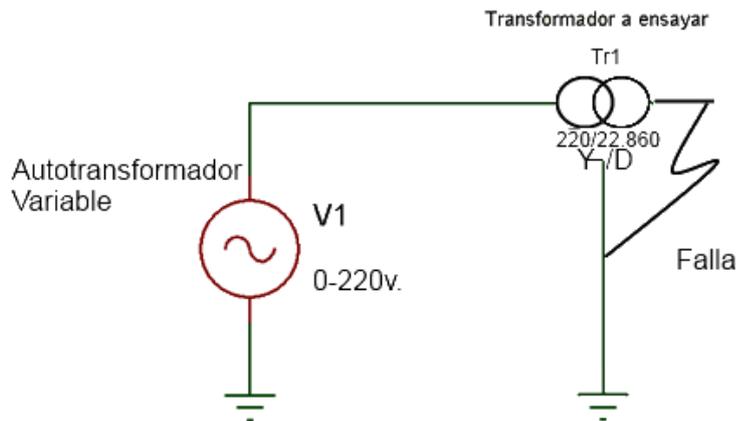


Fig. III-38 Falla a tierra ensayo de medición de pérdidas en vacío

Componentes del sistema:

Impedancia equivalente= $7,6176\Omega$

Reactancia equivalente= $7,4 \Omega$

Resistencia equivalente= $1,75\Omega$

Relación X/R= 4,21

La relación X/R se emplea para la determinación de la capacidad apertura de los interruptores; la misma que se verá en el estudio de las protecciones

$$I_f = 3 * I_0 = 3 * \frac{13800/\sqrt{3}}{3 * 7,6176} = 1045,92A$$

Esta, deberá ser la corriente de falla R.m.s. presentada durante un ensayo.

Instantáneamente ocurrida la falla una corriente asimétrica estará presente, la misma esta está formada por la corriente de falla AC y una componente DC que irá disminuyendo su efecto en el tiempo.

Comentario [B1]: cambiar grafico

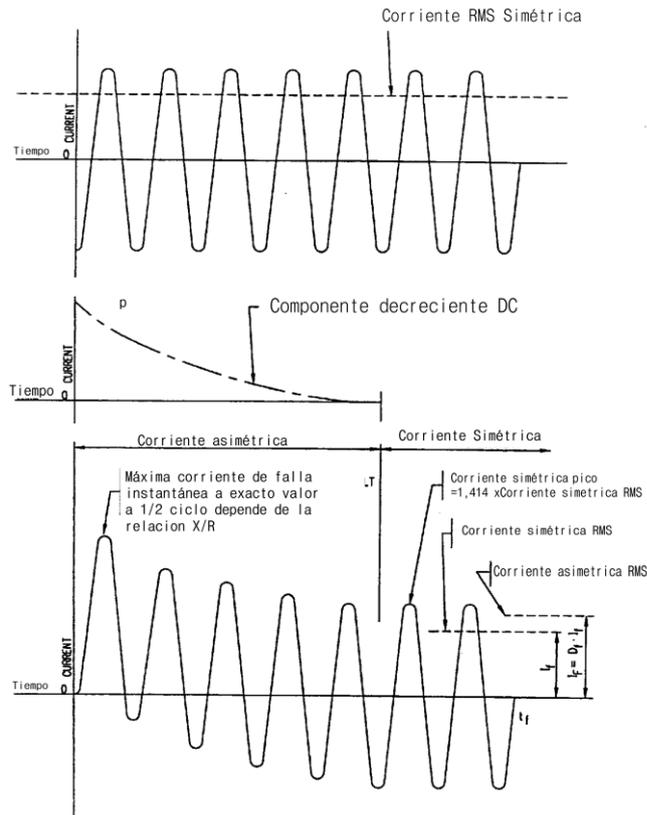


Fig. III-39 Oscilación de la corriente de falla en el tiempo

Fuente: IEEE Std 80-2000

Aunque el cálculo de la corriente DC es complicado, aproximaciones matemáticas permiten calcular esta corriente DC por medio de un factor de decremento que prácticamente será nulo en largos tiempos como mencionamos anteriormente:

Ecuación 37

$$I_F = I_f * D$$

Dónde:

Ecuación 38

$$D = \frac{1}{I_f} * \sqrt{\frac{1}{T \int_0^T i_f^2 dt}}$$

T: Es el tiempo de la falla.

D: Factor de decremento, es una variable en el tiempo, porque la corriente de falla se produce en forma asimétrica.

I_F : Corriente efectiva asimétrica de falla.

I_f : Corriente RMS simétrica a tierra.

De la Ecuación 38 se han obtenido una serie de datos, dando el siguiente gráfico en función del tiempo:

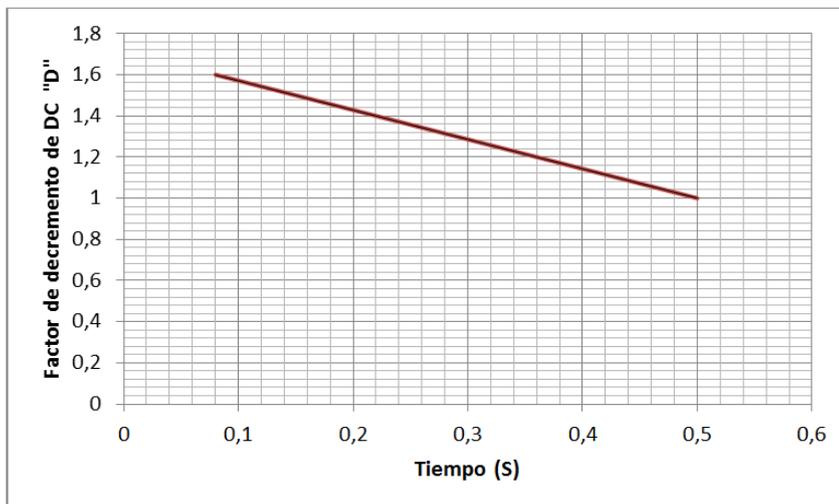


Fig. III-40 Factor de decremento en función del tiempo de falla

Si:

$$t=0,5 \text{ seg}$$

$$D= 1$$

Entonces:

$$I_F = I_f * D = 1045,92 \text{ A} * 1 = 1045,92 \text{ A}.$$

3.3.2.1.3 Geometría y características de la malla

El espacio disponible para la instalación de la malla tiene un área máxima de 49 m^2 ($7\text{m} * 7\text{m}$),

Las características geométricas de la malla influirán en la resistencia final de la malla y otros datos característicos por lo cual se podrá ir modificando los valores geométricos de la malla a conveniencia hasta obtener una buena resistencia de malla de tierra.

3.3.2.1.3.1 Resistencia del Suelo

Un buen sistema de puesta a tierra proporciona una baja resistencia de tierra a distancia con el fin de minimizar el GPR (Ground Potential Rise). Para la mayoría de aplicaciones de transmisión y grandes subestaciones, la resistencia del terreno es habitualmente de aproximadamente 1Ω o menos. En las subestaciones de distribución más pequeñas, o industrias, el rango aceptable generalmente es de 1 a 5Ω .

La estimación de la resistencia total a tierra es uno de los primeros pasos en la determinación del tamaño y el diseño básico de un sistema de puesta a tierra. La resistencia depende principalmente del área a ser ocupada por el sistema de puesta a tierra, que generalmente se conoce en la etapa inicial de diseño.

Como una primera aproximación, un valor mínimo de la resistencia sistema de puesta a tierra se da con la siguiente ecuación:

Ecuación 39

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\pi/A}$$

Dónde:

R_g : Resistencia de tierra

ρ : Resistividad del terreno

A: Área ocupada por la malla en m²

Para el cálculo, también se puede incluir la longitud de los conductores.

Ecuación 40

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\pi/A} + \frac{\rho}{L_t}$$

Dónde:

L_t : Longitud de los conductores de tierra incluido conductores horizontales y verticales.

Cualquiera de las ecuaciones antes mencionadas son válidas y se asemejan mucho, pero al momento de obtener la mayor exactitud, está última ecuación donde se incluye también la profundidad de la malla “h” es la más aproximada.³⁷

Ecuación 41

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{Am}}} \right) \right]$$

Dónde:

L_t : longitud total de los conductores

LR: Longitud total de los conductores verticales= 9,6m

Lc: Longitud total de los conductores horizontales= 112m

Lado menor de la malla: 7m

Lado mayor de la malla: 7m

Espacio entre conductores en eje x: 1 m

³⁷ Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, IEEE Std 80-2000

Espacio entre conductores en eje y: 1 m
 Conductores verticales o varillas: 4*2,4m
 A_m: Area a cubrir por la malla= 49m²
 h: profundidad de la malla: 0,5m

$$R_g = 67,72 \left[\frac{1}{112} + \frac{1}{\sqrt{20 * 49}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5 * \sqrt{\frac{20}{49}}} \right) \right] = 4,36 \Omega$$

Tabla 29 Cálculo de la resistencia de tierra.

| | | | |
|----------------|------------------|-----|--------|
| ρ | 67,72 Ω-m | Rg. | 4,36 Ω |
| Lt | 49,6m | | |
| A _m | 49m ² | | |
| h | 0,5m | | |

Analizando los resultados obtenidos de la resistencia, se puede concluir que a pesar de tener un suelo de aspecto muy arenoso superficialmente, ofrece una resistividad relativamente media baja; esto no quiere decir que no debemos realizarle algún tratamiento, por tanto se optará por técnicas de mejoramiento suelo dependiendo los valores finales (voltajes de malla y paso).

El problema de lograr una baja resistencia en lugares rocosos/arenosos así como en otros suelos, está asociada con el material de contacto con el electrodo y la compactación que este recibe al realizar el relleno.

El relleno debe ser fácil de compactar, y tener ciertas características de tal manera que no sea corrosivo y a la vez un buen conductor eléctrico como pueden ser la bentonita, el sulfato de magnesio o sulfato de cobre, el chocoto, compuestos químicos patentados (Thor Gel, el Gem de Reico, El Gap de alta conductividad)

La **bentonita** es una arcilla de grano muy fino (coloidal) del tipo de montmorillonita que contiene bases y hierro, absorbe fácilmente el agua hasta cinco veces su peso y llega a una resistencia de 2.5 Ω, con una humedad al 300%

3.3.2.1.3.2 Conductor de puesta a tierra

Cada elemento del sistema de puesta a tierra, incluidos los conductores, los empalmes, conexión electrodos etc, deberán ser diseñados de modo que resistan la vida útil prevista de la instalación, cada elemento deberá tener:

- Una conductividad suficiente, pero que no contribuya sustancialmente a las diferencias de voltaje locales.
- Resistencia a la fusión y el deterioro mecánico bajo la combinación más desfavorable de magnitud y duración.
- Sea mecánicamente fiable.
- Ser capaz de mantener su función incluso cuando son expuestos al abuso físico o la corrosión.

3.3.2.1.3.2.1 Materiales de la malla

El **cobre** es un material común usado para la conexión a tierra. Los conductores de cobre, además de su alta conductividad, tienen la ventaja de ser resistente a la corrosión más subterránea, porque el cobre es catódico con respecto a la mayoría de los otros metales que son propensos a ser enterrados.

El **acero** revestido en cobre se utiliza generalmente para las barras de aterrizaje y ocasionalmente para las grillas de puesta a tierra, El uso de cobre, o en un menor grado el acero bañado en cobre, por lo tanto, asegura que la integridad de una red subterránea se mantendrá durante años, siempre y cuando los conductores son de un tamaño adecuado y no dañado y las condiciones del suelo no son corrosivos para el material utilizado.

El **aluminio** se utiliza con menos frecuencia para las redes de tierra. Aunque a primera vista el uso de aluminio sería una elección natural para el equipo con cajas

hechas de aluminio o aleaciones de aluminio, que son las siguientes desventajas a tener en cuenta:

- El aluminio se puede corroer en ciertos suelos. La capa de material de aluminio corroído es no conductor de puesta a tierra para fines prácticos.
- Corrientes alternas pueden causar corrosiones graduales en determinadas condiciones.

El **Acero** podrá ser utilizado para conductores de la grilla de tierra y varillas. Por supuesto, tal diseño requiere que se preste atención a la corrosión del acero. El uso de un acero resistente a la corrosión o galvanizado, en combinación con la protección catódica, es típico de sistemas de puesta a tierra de acero.

3.3.2.1.3.2.2 Sección de conductor

La sección del conductor de malla de tierra estará dada por la siguiente expresión:

Ecuación 42

$$A_{kcmil} = I * K_f * \sqrt{t_c}$$

Dónde:

A: sección del conductor en kcmil

I: Corriente circulante en kA.

t_c : Tiempo de duración de la falla (0,5 seg.)

K_f : Constante de temperatura de fusión del material (Tabla 30)

$$A_{mm^2} = A_{kcmil}/1,974$$

Tabla 30 Constantes de materiales.

| Material | Conductivity (%) | T_m^* (°C) | K_f |
|-------------------------------|------------------|--------------|-------|
| Copper, annealed soft-drawn | 100.0 | 1083 | 7.00 |
| Copper, commercial hard-drawn | 97.0 | 1084 | 7.06 |
| Copper, commercial hard-drawn | 97.0 | 250 | 11.78 |
| Copper-clad steel wire | 40.0 | 1084 | 10.45 |
| Copper-clad steel wire | 30.0 | 1084 | 12.06 |
| Copper-clad steel rod | 20.0 | 1084 | 14.64 |
| Aluminum EC Grade | 61.0 | 657 | 12.12 |
| Aluminum 5005 Alloy | 53.5 | 652 | 12.41 |
| Aluminum 6201 Alloy | 52.5 | 654 | 12.47 |
| Aluminum-clad steel wire | 20.3 | 657 | 17.20 |
| Steel 1020 | 10.8 | 1510 | 15.95 |
| Stainless clad steel rod | 9.8 | 1400 | 14.72 |
| Zinc-coated steel rod | 8.6 | 419 | 28.96 |
| Stainless steel 304 | 2.4 | 1400 | 30.05 |

Para conductor de cobre duro comercial

Área mínima de conductor:

$$A_{cu} = \frac{I * K_f * \sqrt{t_c}}{1,974} = \frac{1,045 * 7,06 * \sqrt{0,5}}{1,974} = 2,64 \text{ mm}^2 = 5,22 \text{ kcmil} \cong \# 12 \text{ AWG}$$

Para conductor de acero revestido en cobre se tiene:

Área mínima del conductor

$$A_{fe-cu} = \frac{I * K_f * \sqrt{t_c}}{1,974} = \frac{1,045 * 12,06 * \sqrt{0,5}}{1,974} = 4,51 \text{ mm}^2 = 8,911 \text{ kcmil} \\ \cong \# 10 \text{ AWG}$$

Aunque los conductores sean relativamente delgados, en la práctica por características mecánicas se recomienda un cable no menor a #2AWG o de mayor calibre para la malla de tierra.

3.3.2.1.3.3 Electrodo de puesta a tierra

Es importante tener en cuenta que los electrodos de puesta a tierra deben estar en lugares accesibles y preferiblemente en la misma zona de unión principal del sistema.

Los electrodos puede ser de varilla y tubo, estos no deben tener menos de 2,4 m de longitud, deben ser del material especificado a continuación y estar instalados del siguiente modo:

- 1) Los electrodos de puesta a tierra de varilla de hierro o de acero deben tener como mínimo un diámetro de 16 mm. Las varillas de acero inoxidable inferiores a 16 mm de diámetro, los de metales no ferrosos o equivalentes, deben estar aprobados y tener un diámetro no inferior a 13 mm.

- 2) El electrodo de puesta a tierra se debe instalar a una profundidad no inferior a 2,4 m excepto si se encuentra roca, en cuyo caso el electrodo de puesta a tierra se debe clavar a un ángulo oblicuo que no forme más de 45° (Fig. III-41b) con la vertical, o enterrar en una zanja que tenga como mínimo 800 mm de profundidad. El extremo superior del electrodo de puesta a tierra debe quedar a nivel del piso, excepto si el extremo superior del electrodo de puesta a tierra y la conexión con el conductor del electrodo de puesta a tierra están protegidos contra daño físico.³⁸

³⁸ <http://www.programacasasegura.org/mx/seguridad/la-norma-electrica-el-electrodo-de-tierra/>

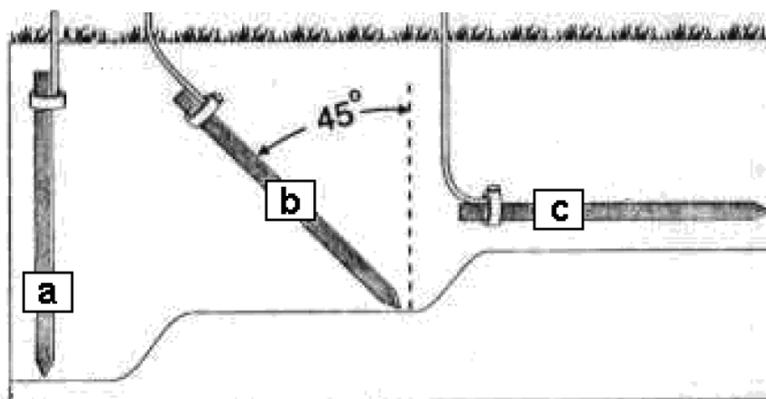


Fig. III-41 Disposición de electrodos

3.3.2.1.4 Efectos de la corriente en el cuerpo humano

Para que una corriente eléctrica que pasa por un cuerpo humano sea dañina o produzca algún efecto, depende de factores como: Tiempo de duración, la magnitud propiamente, y la frecuencia de la mencionada corriente. La condición más severa del paso de una corriente por un cuerpo humano tiene que ver directamente con la condición del corazón, conocido como fibrilación ventricular, resultando en una afectación inmediata a la circulación sanguínea.

3.3.2.1.4.1 Efecto de la frecuencia

El humano en general es muy vulnerable a los efectos del paso de corriente eléctrica a la frecuencia de 50 o 60 Hz, efectos letales con tan solo corrientes del orden de los 100 mA. Investigaciones han demostrado que el cuerpo humano puede soportar corrientes ligeramente más altas hasta 25 Hz para el caso de corriente continua hasta 5 veces la corriente indicada.

3.3.2.1.4.2 Efecto de la magnitud y su duración

Los efectos físicos del paso de la corriente eléctrica por el cuerpo humano son:

1. Límite de percepción del cuerpo
2. Contracción muscular
3. Pérdida del sentido

4. Fibrilación del corazón
5. Bloqueo del sistema respiratorio (paro respiratorio).
6. Quemaduras.

La corriente de 1 mA, generalmente se reconoce como el límite de percepción del cuerpo humano, es el nivel en que el humano siente un cosquilleo o sensación de paso de la corriente eléctrica.

Las corrientes entre 1 a 6 mA, aunque no son nada agradables, generalmente permiten que la persona puedan controlar sus músculos, en inglés se conoce como límite “let go”, que puede traducirse como “deja pasar”, incluso permitiéndole abrir sus músculos y liberarse del paso eléctrico.

En el rango de 9 a 25 mA, el paso de esta corriente puede ser muy doloroso y pueden hacer difícil o imposible liberarse, pues los músculos de las manos y brazos se cierran sin poder tener control. Para corrientes algo mayores incluso se vuelven difícil la respiración y se tiene contracciones musculares, Los efectos no son permanentes y desaparecen inmediatamente eliminada la fuente corriente, a menos que no haya sido el contacto por segundos sino minutos. En estos casos los primeros auxilios (resucitación) si responden normalmente.

Se ha encontrado que al llegar al rango de 60 a 100 mA, se alcanza la fibrilación del corazón, paro respiratorio, o paro cardiaco, causando probablemente la muerte. Para estos casos, cuando cese el paso eléctrico, una persona entrenada podría salvar la vida del individuo. [13]

El Sr. Dalziel y otros científicos han demostrado que, la corriente de fibrilación I_B , con una duración entre 0.03 y 3 segundos, es una energía que es absorbida por el cuerpo humano y se describe como la siguiente ecuación:

Ecuación 43

$$S_B = I_B^2 \cdot ts$$

Dónde:

S_B : Es una constante empírica que se asume como promedio soporta el humano para un shock eléctrico.

I_B : corriente que pasa por el cuerpo humano, valor eficaz de corriente en Amperios.
ts: Tiempo de exposición de la corriente en el cuerpo humano (tiempo de despeje de falla).

3.3.2.1.4.3 Tiempo de despeje de una falla

La velocidad con que se despeje una falla tiene mucha importancia principalmente por 2 razones:

- a. La probabilidad de exponerse a un shock eléctrico se reduce de una manera importante debido al tiempo de despeje de la falla, en contraste a que la falla se mantenga por minutos e incluso horas.
- b. Pruebas y experiencias han demostrado que mientras más corto sea el tiempo que pasa la corriente por el cuerpo humano, los peligros de muerte se reducen grandemente.

La corriente permitida, estará restringida por el tiempo de apertura de la falla, para lo cual normalmente actuarán las protecciones primarias.

El estándar 80 de la IEEE dice que de acuerdo a algunos estudio realizados el límite de un ataque al corazón o una fibrilación se reduce cuando los tiempos de exposición del cuerpo humano están en un rango entre **0.06 y 0.3 segundos**, dando como conclusión, que la apertura de las protecciones esté en un rango de 0.3 segundos como máximo. [13]

3.3.2.1.4.4 Límites tolerables de corriente del cuerpo humano

Los límites de corriente que tratamos son aquellos en que a la frecuencia de 50 o 60 Hz, estén en el límite inmediatamente inferior a que se produzca fibrilación.

De acuerdo a estudios realizados por Dalziel y Lee, han determinado que en un 99.5 %, pueden recibir un paso de corriente sin entrar a fibrilación, de acuerdo a la siguiente fórmula: ³⁹

Ecuación 44

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{t_s}}$$

Dónde:

$$k = \sqrt{S_B}$$

Dalziel encontró que un shock eléctrico puede soportar sin sufrir daños, un 99.5 % de las personas de un peso de 50 kg, resultando un valor S_B de 0.0135, así pues S_B para $k=0.116$, para una persona de 70 kg el valor k será de 0,157 convirtiéndose la fórmula en:

$$I_{B(50kg)} = \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad \text{y} \quad I_{B(70kg)} = \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Resultando: $I_{B(50kg)} = 116 \text{ mA}$, para un tiempo $t_s = 1 \text{ seg}$.

ó,

$I_{B(50kg)} = 367 \text{ mA}$ para $t_s = 0.1 \text{ seg}$.

$I_{B(50kg)} = 164 \text{ mA}$ para $t_s = 0.5 \text{ seg}$.

Siendo estas ecuaciones válidas para rangos de 0.03 a 3.0 segundos

Existen muchos otros estudios, pero para la presente guía la ecuación arriba escrita, será nuestra referencia.

3.3.2.1.4.5 Resistencia del cuerpo humano

³⁹ Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, IEEE Std 80-2000

De acuerdo a experimentos por Dalziel, para fines prácticos, se asume la resistencia del cuerpo humano:

$$R_B = 1.000 \Omega$$

Para Corriente continua y para 50 o 60 Hz, el cuerpo humano se puede simular por una resistencia. El camino de recorrido se asume de una mano a los 2 pies o de un pie al otro pie. La resistencia interna del cuerpo humano es aproximadamente 300 Ω , debe notarse que la resistencia de la piel varía desde 500 a 3.000 Ω , pero obviamente su resistencia varía dependiendo en que punto de la piel se tiene contacto.

3.3.2.1.4.6 Caminos de flujo de la corriente en el cuerpo humano

“Los caminos por donde circularía la corriente son de una mano al pie, de un pie al otro pie. Experiencias en han demostrado que para producir los mismos efectos eléctricos de paso de corriente de la mano al pie, para el paso de pie a pie, se debe incrementar la corriente en una relación de 1 a 25 veces”.⁴⁰

Los peligros de la corriente en todos los casos son de cuidado, si bien aparentemente un flujo de corriente de pie a pie es poco letal, existen casos de muerte en flujos de corriente de pie a pie.

El valor de resistencia de 1000 Ω es un buen valor para consideración de los cálculos, sin embargo pueden permitirse valores mayores para cálculos, pero debe tomarse en cuenta:

Un voltaje que pase de pie a pie, puede ser doloroso pero no fatal, pero al producir una caída, puede dejar pasar la corriente por el pecho de la persona, y dependiendo de la duración puede ser de consecuencias fatales.

Una persona podría estar trabajando hincada, cuando una falla ocurra.

⁴⁰ Luis LLumigusin, Curso de Sistemas de Tierra, año 2009.

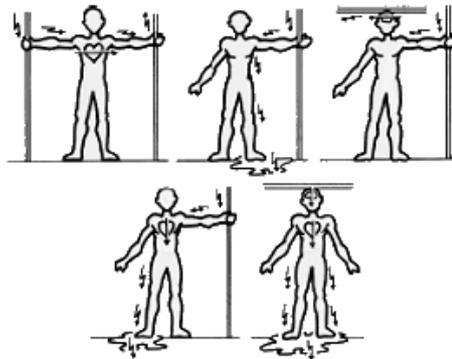


Fig. III-42 Recorrido de la corriente por el cuerpo humano

3.3.2.1.4.6.1 Voltaje de toque

Cuando una persona está en contacto con una estructura conectada a tierra, la cual está a un potencial diferente al punto sobre el suelo en el cual se encuentra una persona. En este caso el individuo, estará expuesto a un voltaje, debido a la corriente que circulará por su cuerpo.

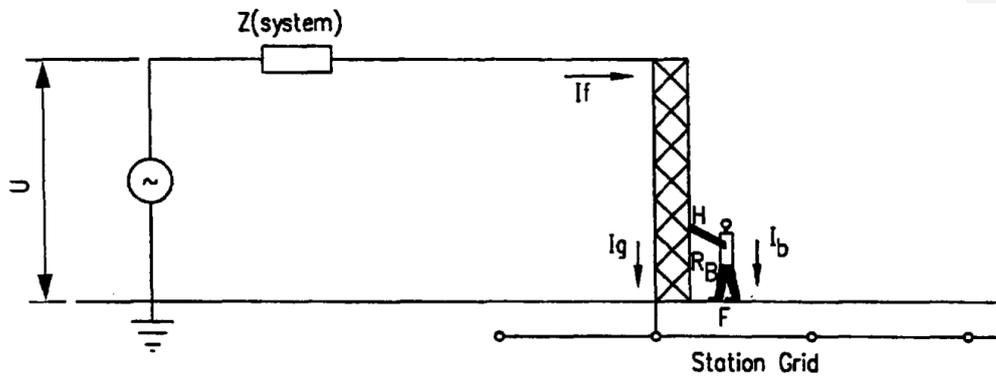


Fig. III-43 Exposición a tensión de contacto

Fuente: <http://www.ieb.com.co/medidatensiones>.

Dónde:

I_b : es la corriente en el cuerpo (cuerpo es parte del circuito accidental) en A.

I_f : es la corriente de falla en A.

I_g : es la corriente a tierra o corriente de malla en A

R_b : Resistencia del Cuerpo en Ω .

H: manos F: pies

Z: Impedancia del sistema en Ω .

La corriente que tolera el cuerpo " I_b " es la misma I_B que se define por Ecuación 44, se utiliza para definir la tensión tolerable efectiva total del circuito accidental (tacto o tensión de paso): el voltaje tolerable efectivo total del circuito accidental es que la tensión que hará que el flujo de corriente circule por el cuerpo.

Se puede calcular un voltaje Thevenin "THV", entre los terminales H y F, cuando la persona no está presente. La impedancia Thevenin Z_{TH} es la impedancia del sistema como se ve desde H y F puntos con fuentes de voltaje del sistema de cortocircuito. La corriente I_b a través del cuerpo de una persona entra en contacto con H y F está dada por:

Ecuación 45

$$I_b = \frac{V_{TH}}{Z_{TH} + R_g}$$

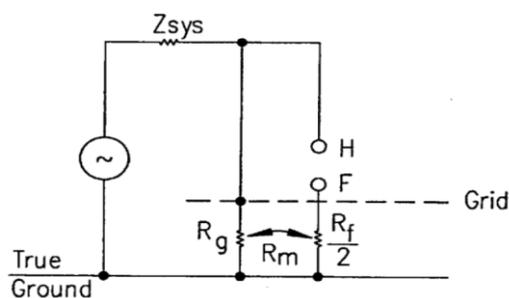


Fig. III-44 Impedancias del circuito de voltaje de toque.

Fuente: IEEE Std80-2000

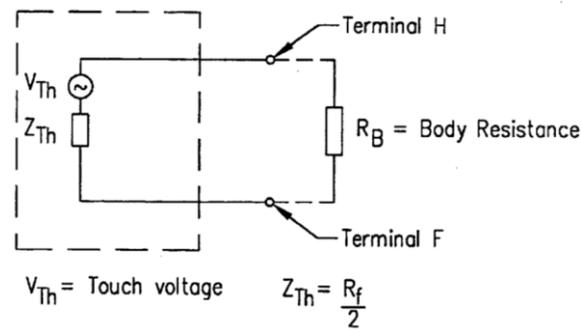


Fig. III-45 Circuito de voltaje de toque.

Fuente: IEEE Std80-2000

Siendo:

R_f : La resistencia a tierra de un pie

3.3.2.1.4.6.2 Voltaje de paso

Una persona que camina sobre una área cualquiera, experimenta un voltaje entre sus pies en el momento de una falla, a este voltaje se conoce como “voltaje de paso”, cuando se mide esta diferencia de potencial a 1 m entre pie y pie.

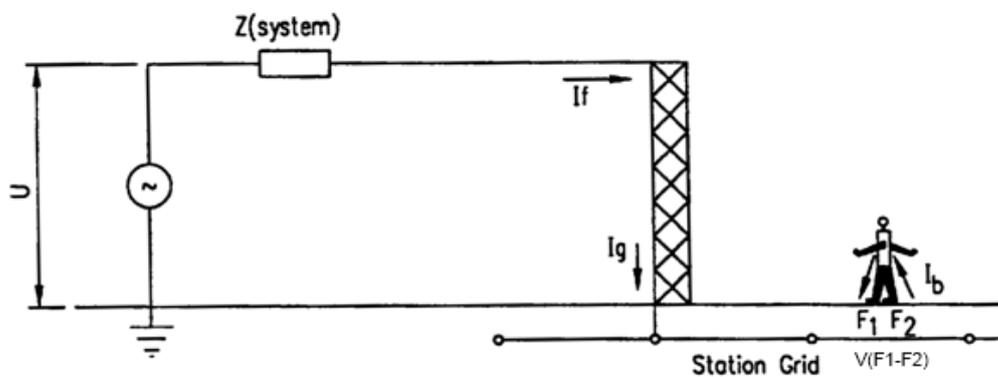


Fig. III-46 Exposición a voltaje de paso

Fuente: <http://www.ieb.com.co/medidatensiones.htm>

Dónde:

I_f : Corriente de falla

I_g : Corriente a tierra o corriente de malla

I_b : Corriente que tolera el cuerpo

V(F1-F2): Tensión de paso

F1, F2 pies

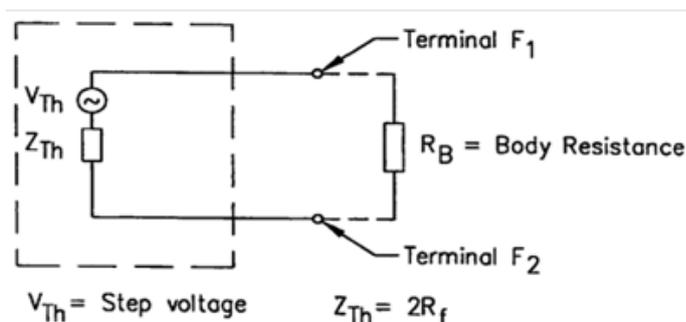


Fig. III-47 Circuito de voltaje de paso.

Fuente: IEEE Std80-2000

La impedancia Thevenin estará dada por la siguiente ecuación:

Ecuación 46

$$Z_{th} = 2 * R_f$$

Para los fines de análisis de R_f , el pie humano se representa generalmente como un disco metálico y la resistencia de contacto de los zapatos, calcetines, etc, se desprecia. La resistencia del terreno en ohmios de un disco metálico de radio b (m) en la superficie de una tierra homogénea de resistividad ρ (Ω -m) viene dada por Laurent.

Ecuación 47

$$R_f = \frac{\rho}{4 * b}$$

Tradicionalmente, el disco metálico que representa el pie se toma como una placa circular con un radio de 0,08 m. Con sólo una ligera aproximación, las ecuaciones para Z_{TH} pueden obtenerse en forma numérica y se expresa en términos de ρ como sigue:

- Para voltajes de toque

$$R_f = 1,5 * \rho$$

- Para voltajes de paso

$$R_f = 6 * \rho$$

Entonces el voltaje total de toque y paso respectivamente queda:

Ecuación 48

$$E_{toque} = I_B * (R_g + 1,5 * \rho)$$

Ecuación 49

$$E_{paso} = I_B * (R_g + 6 * \rho)$$

Se puede observar que mientras menos tiempo dure el contacto, mayor podrá ser el voltaje de toque que puede soportar el humano. Basándonos en los criterios del estándar IEEE std 80-2000, se han realizado las siguientes gráficas para masas de personas de 50 y 70 Kg.

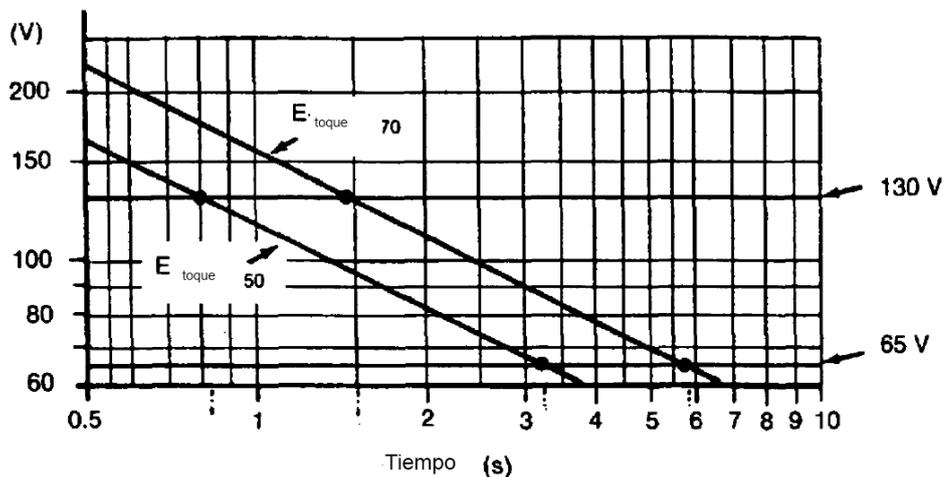


Fig. III-48 Límites de tensión de contacto metal-metal

Fuente: IEEE Std80-2000

3.3.2.1.4.7 Criterios de aceptación para voltajes de paso y tope según diseño.

De los resultados de la Ecuación 48 y la Ecuación 49 se deberán contrastar con las siguientes ecuaciones:

Ecuación 50

$$E_{toque} = (R_B + 2R_f) * I_B$$

Ecuación 51

$$E_{paso} = (R_B + \frac{R_f}{2}) * I_B$$

Reemplazado R_B , I_B y R_f se tiene:

Para un peso corporal de 50 Kg:

$$E_{toque\ 50} = \frac{(1000 + 1,5 * C_s * \rho_s) * 0,116}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{paso\ 50} = \frac{(1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0,116}{\sqrt{t_s}}$$

Para un peso corporal de 70 kg:

$$E_{toque\ 70} = \frac{(1000 + 1,5 * C_s * \rho_s) * 0,157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{paso\ 70} = \frac{(1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0,157}{\sqrt{t_s}}$$

Dónde:

ρ_s : Resistencia de la capa superficial de protección (si no existiese esta capa $\rho_s = \rho$ y $C_s = 1$).

C_s : Factor de derrateo de la capa superficial.

Ecuación 52

$$C_s = 1 - \frac{0,09 * (1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2h_s + 0,09} = 1$$

ρ_s Viene siendo la resistividad de una capa superficial de 0,08 m a 0,15m de grava (Común en subestaciones) que se agrega para aumentar la resistencia de contacto con los pies.

Calculando se tiene:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 * (1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2h_s + 0,09} = 1 - \frac{0,09 * (1 - \frac{75,5}{2500})}{2 * 0,1 + 0,09} = 0,7$$

$$E_{toque\ 70} = \frac{(1000 + 1,5 * 0,7 * 2500) * 0,157}{\sqrt{0,5}} = 804,054644\ V.$$

$$E_{paso\ 70} = \frac{(1000 + 6 * 0,7 * 2500) * 0,157}{\sqrt{0,5}} = 2550,12399\ V.$$

Dónde:

h_s : Espesor de la capa superficial.

ρ_s : Capa superficial de aislamiento

3.3.2.1.4.7.1 Ground Potential Rise (GPR), Subida del potencial de tierra

Es el máximo nivel de voltaje que puede elevarse el mallado de una subestación con relación al ideal, “cero voltios” del sistema de la tierra terrestre, este voltaje se calcula así:⁴¹

Ecuación 53

$$GPR = I_g * R_g$$

$$I_g = I_f * I_{ac} = 1045,92A$$

$$GPR = I_g * R_g = 1045,92A * 4,36 = 4560,21V.$$

⁴¹ Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, IEEE Std 80-2000

Normalmente el mallado de tierra opera cerca del nivel de voltaje ideal (cero voltios), en caso de falla esta malla se eleva a un voltaje en relación a la tierra ideal (tierra remota),

Este voltaje debe estar por encima del voltaje de contacto, de ser este último mayor, se deberá calcular el voltaje de malla para realizar los cambios respectivos en el diseño.

3.3.2.1.4.7.2 Mesh voltaje o Voltaje de malla

Es el voltaje más alto que se pueda producir en un cuadro del mallado; está dado por la siguiente ecuación:

Ecuación 54

$$E_m = \rho * K_m * K_i * I_G / L_M$$

Donde:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[\ln \frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D+2*h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \frac{8}{\pi(2*n-1)} \right] \text{ Ecuación 55;}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[\ln \frac{1^2}{16 * 0,5 * 0,0065} + \frac{(1 + 2 * 0,5)^2}{8 * 1 * 0,0065} - \frac{0,5}{4 * 0,0065} + \frac{1}{1,225} * \ln \frac{8}{\pi(2 * 8 - 1)} \right]$$

$$K_m = 0,45$$

$K_{ii}=1$ Para mallas con electrodos de tierra alrededor del perímetro o en las esquinas de la malla

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}; \text{ Ecuación 56}$$

$$h_0 = 1m$$

h= Profundidad de la malla = 0,5

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{0,5}{1}} = 1,22474$$

$$n = n_a n_b n_c n_d \quad \text{Ecuación 57}$$

$$n = 8 * 1 * 1 * 1 = 8$$

$$n_a = 2 * \frac{L_c}{L_p} = 2 * \frac{112}{28} = 8 \quad \text{Ecuación 58}$$

$n_b = 1$ Para mallas cuadradas.

$n_c = 1$ Para mallas cuadradas y rectangulares.

$n_d = 1$ Para mallas cuadradas, rectangulares y mallas en L.

L_c : Es la longitud total de los conductores horizontales de la malla en metros.=112m.

L_p : Es la longitud del perímetro de la malla en metros.=28m

A_m : es el área de la malla en $m^2 = 49 m^2$

L_x : es la longitud máxima de la malla en dirección del eje x en m.=7m

L_y : es la longitud máxima de la malla en dirección del eje y en m.=7m

D : Distancia entre conductores paralelos.=1m

d : Es el diámetro del conductor de la malla en m=0,0065m Awg #2.

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] * L_R \quad \text{Ecuación 59 Longitud efectiva}$$

L_r : Es la longitud un electrodo en m.=2,4 m

L_R : Es la sumatorio de la longitud de los electrodos de tierra=9,6 m

$$L_M = 112 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{2,4}{\sqrt{7^2 + 7^2}} \right) \right] * 9,6 = 129,72 \text{ m}$$

$$K_i = 0,0644 + 0,148 * n \quad \text{Ecuación 60}$$

$$K_i = 0,0644 + 0,148 * 8 = 1,828$$

Así que:

$$E_m = \rho * K_m * K_i * \frac{I_G}{L_M} = \frac{62,72 * 0,45 * 1,828 * 1045,92}{129,72}$$

$$E_m = 458,4 \text{ V.}$$

3.3.2.1.4.7.3 Voltaje de paso (Es)

El voltaje de paso estará dado por la siguiente ecuación:

$$E_s = \rho * K_s * K_i * \frac{I_G}{L_s} \quad \text{Ecuación 61}$$

Dónde:

$$L_s = 0,75 * L_c + 0,85 * L_R \quad \text{Ecuación 62}$$

$$L_s = 0,75 * 112 + 0,85 * 9,6 = 92,16$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{(D+h)} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad \text{Ecuación 63}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * 0,5} + \frac{1}{(1 + 0,5)} + \frac{1}{1} * (1 - 0,5^{8-2}) \right] = 0,844$$

Calculado K_s y L_s se tiene:

$$E_s = \rho * K_s * K_i * \frac{I_G}{L_s} = \frac{67,72 * 0,844 * 1,828 * 1045,92}{92,16}$$

$$E_s = 1184,5 \text{ V.}$$

Para que nuestro diseño sea aplicable en la práctica debe cumplir con la siguiente condición:

$$E_m \leq E_{toque} \quad \text{y} \quad E_s \leq E_{paso}^{42}$$

Primea condición:

$$(E_m = 458,4 \text{ V.}) < (E_{toque 70} = 804,05 \text{ V.}) \quad \text{Verdadero, cumple condición}$$

⁴² Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, IEEE Std 80-2000

Segunda condición:

$$(E_s = 1184,5 \text{ V.}) < (E_{\text{paso } 70} = 2550,12399 \text{ V.}) \text{ Verdadero, cumple condición}$$

Con lo que se concluye que el diseño de nuestra malla de tierra cumple los requisitos del estándar IEEE Std 80-2000.

A continuación se ilustra la vista lateral de la malla de tierra:

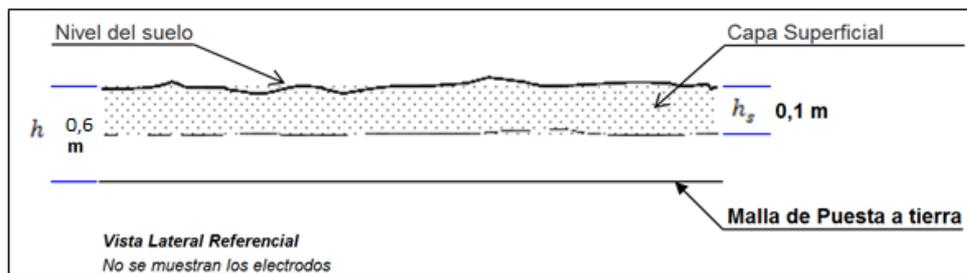


Fig. III-49 Representación del suelo de la malla

Para no realizar todas las formulaciones que se estudiaron anteriormente se procedió a ingresarlas en un software elaborado por el autor de la presente tesis y así poder realizar las modelaciones necesarias y obtener mejores resultados en cuanto a la malla de tierra.

3.3.2.1.5 Programa de cálculo de sistemas de puesta a tierra

Como se mencionó en el anterior apartado se realizó un programa para el cálculo de la malla de tierra, el mismo se describe a continuación:

Como primera parte se tiene la caratula del programa:

Universidad Politécnica Salesiana

Facultad de Ingenierías

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Diseño de Sistemas de Puesta a Tierra

Autor: Luis Vásquez
Director de Tesis: Ing. Fausto Méndez

Quito- 2013

[Click aquí para continuar](#)

Fig. III-50 Caratula programa SPT

La siguiente pantalla es la principal, donde se encontrarán todos los campos para ingresar las variables necesarias en el cálculo del sistema de puesta a tierra:

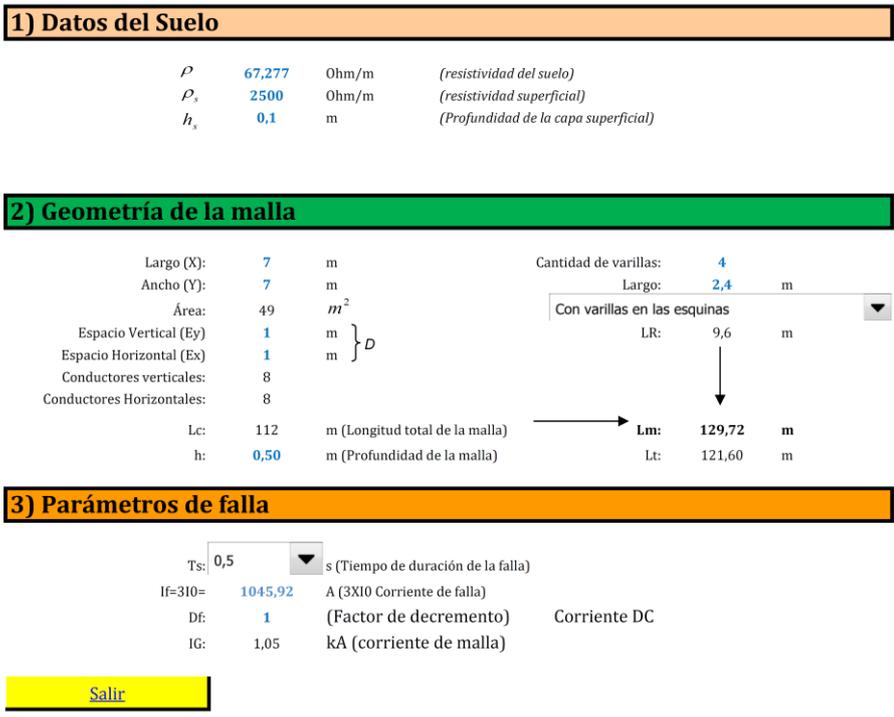


Fig. III-51 Pantalla principal programa STP

La pantalla del programa se encuentra dividida en varios puntos (del 1 al 6) como se observa en las figuras (Fig. III-51 y Fig. III-52); debe notarse que los datos a ingresar están de color azul y los datos en color negro son aquellos que el programa calcula por formulaciones que han sido ingresadas previamente.

En la sección (1) se tienen los parámetros obtenidos por la naturaleza del suelo, y la capa superficial que ayudará con el voltaje de paso.

En la sección (2) se tienen los parámetros geométricos de la malla, a partir de los datos de la longitud en el eje X y Y, la distancia de los conductores paralelos y la profundidad de la malla se obtendrán parámetros como, longitud total, número de conductores verticales, etc.

En la sección (3) se ingresan los parámetros de la falla, corriente, tiempo de despeje y el factor de decremento Df.

4) Conductor de la malla

Tipo: Cobre Comercial

Conductividad: 97 % respecto al cobre puro

Tipo de Union: Soldada

Temp Max de la Union: 450 °C
Temperatura ambiente Ta: 40 °C (temperatura ambiente)
Akcml: 5,23 kcmil
Area mínima: 2,65 mm²
Diámetro mínimo: 0,0018 mm

} Características mínimas del conductor de tierra

Conductor de diseño:

2 AWG

área: 33,63 mm²
diámetro: 0,0065 mm

5) Factores de paso y toque

K: -0,95 (factor de reflexión)

Cs: 0,70 (factor de reducción)

Peso de la persona: 70 kg

Ep: 2546,72 V (Voltaje de paso Max, para el peso indicado)

Es: 803,20 V (Voltaje de toque Max)

6) Resistencia de la malla

[Calcular](#)

Fig. III-52 Fig. Pantalla principal programa STP

En la sección (4) se tienen las características del conductor de malla y soldaduras, como se observa, el programa sugiere el conductor mínimo, pero es criterio del diseñador que calibre se empleará, lógicamente mejorando las condiciones de lo sugerido por el programa.

En la sección (5) están los parámetros de los operarios (masa corporal), necesaria para el cálculo de voltajes de tope y paso tolerables.

En la sección (6) finalmente el botón calcular, nos mostrará los datos críticos de la malla como son, voltaje de malla, voltaje de paso, y resistencia de la malla

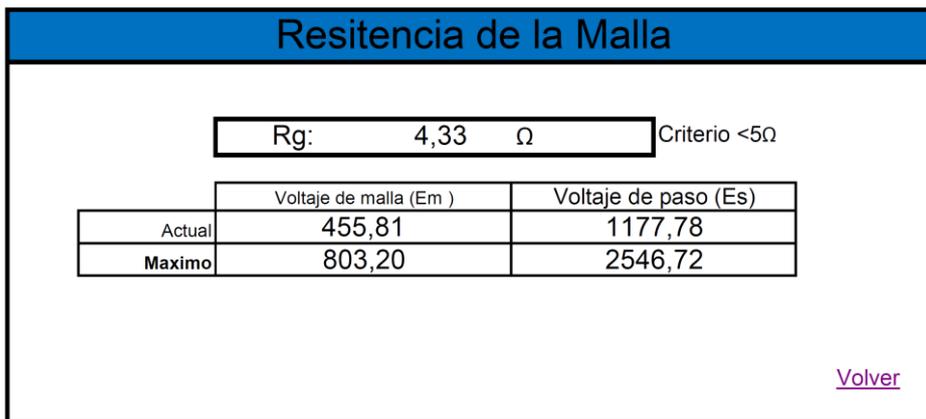


Fig. III-53 Ventana de resultados programa STP

Si los cálculos basados en el diseño preliminar indican que las diferencias de potencial son más elevadas a las condiciones dadas, las posibles soluciones deben ser estudiadas y aplicadas en su caso:

- Disminuir la resistencia total de la malla:
 - a) Una disminución de la resistencia total de la red reducirá el GPR y, por lo tanto, la tensión máxima transferida. La forma más eficaz para disminuir la resistencia de tierra malla es mediante el aumento de la superficie ocupada por la red. Varillas de mayor profundidad pueden ser utilizadas si el área disponible es limitada y las varillas de penetrar las capas más bajas de resistividad. Una disminución en la resistencia puede o no disminuir sensiblemente los gradientes locales, dependiendo del método utilizado.
 - b) Como mencionamos anteriormente, mejorando las características del suelo para que tenga la menor resistencia posible.

- Espaciamientos de cuadrícula más estrechos

Consiste en variar la separación del conductor cuadrícula con más estrechos

conductores cerca del perímetro de la cuadrícula. Otra manera eficaz y económica para controlar los gradientes es aumentar la densidad de varillas de tierra en el perímetro. Esta densidad puede disminuir hacia el centro de la malla. Otro enfoque para el control de gradientes perimetrales y potenciales de paso es enterrar dos o más conductores paralelos alrededor del perímetro en profundidad sucesivamente mayor medida que la distancia desde la subestación se incrementa.

- Limitar la corriente de falla

Si es posible, lo que limita la corriente de falla total disminuirá el GPR.

- Impidiendo el acceso a áreas de riesgo

El acceso restringido, salvo ciertas ocasiones, reducirá la probabilidad de que los riesgos para el personal.

3.3.2.1.6 Validación del diseño de malla.

El Diseño de la malla de tierra se puede contrastar a partir de la medición de la resistencia; esta resistencia podrá ser mayor, menor o aproximadamente igual a la calculada, si se diese los dos primeros casos, no quiere decir que el diseño está mal hecho, ya que la resistencia de la malla depende de muchos factores que no siempre se pueden detectar o controlar.

Entonces con la medición de la resistencia después de instalada la malla se puede tomar decisiones sobre si se debe modificar el sistema a fin de obtener los resultados deseados.

Existen varios métodos para la determinación de la resistencia, a continuación se habla del más empleado

3.3.2.1.6.1 Método de los Tres puntos

Este método requiere el emplazamiento de dos tomas de tierras auxiliares

(electrodos), cuyas resistencias de dispersión a tierra se designan como R2 y R3, mientras que la resistencia de la toma bajo ensayo se denominará R1. En estas condiciones, se miden las combinaciones comprendidas entre pares de resistencias: R1-2, R2-3 y R1-3.

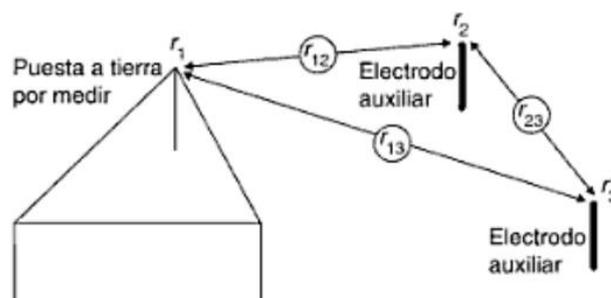


Fig. III-54 Método de los tres puntos

Fuente: Fundamentos e Ingeniería de la Puesta a tierra

Como $R_{1-2} = R_1 + R_2$, $R_{2-3} = R_2 + R_3$ y $R_{1-3} = R_1 + R_3$; resulta:

Ecuación 64

$$R_1 = \frac{R_{1-2} + R_{1-3} + R_{2-3}}{2}$$

“Las resistencias de cada uno de los electrodos auxiliares deben ser del mismo orden que la resistencia que se espera medir. Si las dos tomas auxiliares son de mayor resistencia que la toma de tierra bajo ensayo, los errores en las mediciones individuales serán significativamente magnificados en el resultado final obtenido con la ecuación anterior.

Para tal caso se recomienda colocar los electrodos a una gran distancia entre sí. Para la toma de tierra de áreas extensas, las que presumiblemente tienen bajos valores de resistencia, se recomienda que las distancias entre electrodos sean del orden de la mayor diagonal del área a medir. Este método resulta dificultoso para instalaciones de puesta a tierra de grandes subestaciones y centrales generadoras, donde resulta

preferible e método de la caída de tensión.^{»43}

El fabricante del equipo de medición recomienda antes de ubicar las picas auxiliares de tierra, asegurarse que estén dispuestas fuera del área de gradiente de potencial de electrodo de tierra. Tal condición se alcanza normalmente al permitir una distancia de mayor a 20 m entre el electrodo de tierra y las picas de tierra.

Measuring process:

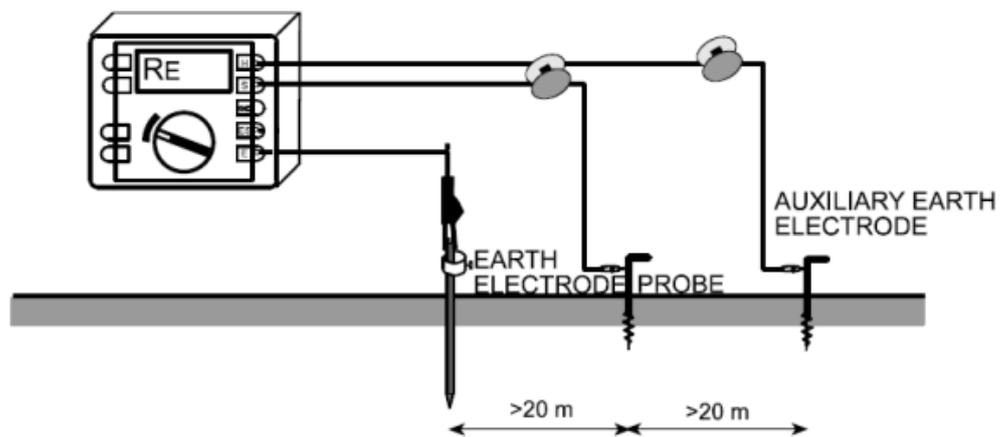


Fig. III-55 Medición de resistencia de la malla

Fuente: Manual de usuario GeoX Unilab

3.3.3 Protecciones

El objetivo de este apartado será el de dimensionar adecuadamente las protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos que requiere nuestra instalación eléctrica.

3.3.3.1 Características operativas de una instalación eléctrica

Durante su operación toda instalación eléctrica puede mostrar los siguientes estados:

3.3.3.1.1 Estado de operación normal

⁴³ Germán Moreno Ospina, Fundamentos e Ingeniería de las puestas a tierra, año 2007

Es el estado de funcionamiento de una instalación en el cual todos los parámetros del circuito como voltaje, corriente, frecuencia, temperatura de conductores se encuentran en márgenes nominales o prescritos.

3.3.3.1.2 Estado de operación Anormal:

Es el estado en el cual los parámetros del circuito exceden las condiciones nominales.

Según su gravedad se la puede clasificar en:

- **Perturbaciones:** Comprende las anomalías de breve duración que no contribuyen riesgo para la operación de la instalación eléctrica, pueden ser estas variaciones momentáneas del voltaje, frecuencia o sobrecarga de corriente de poca duración (ejemplo, arranque de motores), una vez que la perturbación cesa todo vuelve a la normalidad.
- **Falla:** Son anomalías las cuales ponen en peligro la integridad de la instalación eléctrica, y la vida de las personas; debido a la gravedad de la situación, el sistema eléctrico no puede o no deberá continuar operando.

Los tipos de fallas más comunes son los ocasionados por sobre cargas permanentes, cortocircuitos, fallas de los aislamientos, etc.

Sobre carga: Cuando el sistema supera considerablemente sus valores nominales en valores de tensión o corriente.

- **Cortocircuito:** Es la falla más grave para una instalación eléctrica, se produce cuando dos conductores a diferentes potenciales se juntan. Durante la ocurrencia de esta la corriente puede alcanzar valores tan altos que los conductores eléctricos se funden en los puntos de falla o en puntos críticos, también se produce calor, chispas, humos, e incluso flamas.

Por los casos anteriormente citados, toda instalación eléctrica se debe estar dotada de elementos destinados a minimizar los efectos de las fallas, de tal manera que al presentarse alguna se minimice el riesgo a las personas y las instalaciones.

3.3.3.2 Elementos de protección

Para aislar un cortocircuito o sobrecarga, se requiere de equipos de protección que puedan realizar ambas tareas básicamente elementos más comunes que existen son:

- Fusibles
- Disyuntores magneto-térmicos

3.3.3.2.1 El Fusible



Fig. III-56 Fusibles

Los fusibles no son más que una sección de hilo más fino que los conductores normales, colocado en la entrada del circuito a proteger, para que al aumentar la corriente, debido a sobrecargas o cortocircuitos, sea la parte que más se caliente y, por tanto, la primera en fundirse. Una vez interrumpida la corriente, el resto del circuito ya no sufre daño alguno.

Actualmente la parte o elemento fusible suele ser un fino hilo de cobre o aleación de plata, o bien una lámina del mismo metal para fusibles de gran intensidad, colocados dentro de unos cartuchos cerámicos llenos de arena de cuarzo, con lo cual se evita la dispersión del material fundido; por tal motivo también se denominan cartuchos fusibles; los cartuchos fusibles son protecciones desechables, cuando uno se funde se sustituye por otro en buen estado.

En cortocircuito o sobrecarga, el elemento fusible se funde, abriendo el circuito eléctrico, interrumpiendo el paso de corriente.

Durante el cortocircuito, habrá una limitación de corriente de cortocircuito presumida conforme figura abajo:

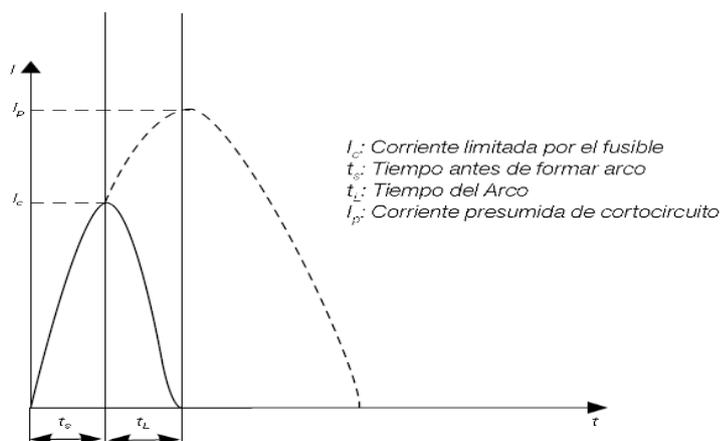


Fig. III-57 Curva de limitación de corriente de cortocircuito

Se debe tomar en cuenta que los fusibles también se dimensionan dependiendo del voltaje de aplicación, cuando un fusible abre un circuito de lugar a un arco y quemadura del elemento, si el voltaje y la corriente son lo suficientemente altos, el arco puede durar hasta que el porta fusibles se funda. [36]

Por lo general se encuentran fusibles en: tablero de baja tensión del centro de transformación o antes de los contadores, al inicio de la derivación inicial.

En las instalaciones interiores, estos elementos no se emplean, en su lugar se utilizan disyuntores.

3.3.3.2.2 Disyuntor Termo magnético

Un disyuntor, interruptor o breaker es un dispositivo diseñado para la apertura y cierre de un circuito de manera no automática, y para abrir el circuito automáticamente en una determinada sobrecarga o corriente sin daño a sí mismo cuando se aplica apropiadamente según sus características nominales.



Fig. III-58 Disyuntor Termo magnético de tres polos

Estos dispositivos de protección poseen dos acciones de disparo, una térmica y otra magnética.

La acción de disparo térmica es básicamente orientada a sobrecargas, esta se obtiene a base del empleo de un dispositivo bimetálico (material formado por materiales de distinto coeficiente de dilatación).

Cuando se produce la sobrecarga, la corriente elevada empieza a producir el calentamiento de los conductores, por ende se calienta también el bimetálico el cual activa el disparo del disyuntor.

"La protección contra sobrecarga es más lenta que la de cortocircuito, tardará unos minutos en interrumpir el servicio"

Una vez eliminada la sobrecarga del circuito, habrá que esperar unos minutos a que se enfríe el bimetal para que el disyuntor pueda regresar a su posición inicial.

Cuando se produce un cortocircuito las corrientes del mismo tienden a aumentar al infinito, al ser tan grandes estas corrientes activan el accionamiento magnético del interruptor.

El accionamiento magnético básicamente es un electroimán que se activa después de cierto nivel de corriente para con esa señal activas el dispositivo de disparo del disyuntor.

Los disyuntores presentan una gran ventaja sobre los fusibles, cuando se disparan pueden volver a su estado inicial de operación, sin la necesidad de sustituir ningún

elemento.⁴⁴

3.3.3.3 Diseño de la protección

Como primera parte, del diagrama propuesto para el circuito de potencia del laboratorio (Fig. III-11), se debe identificar las corrientes nominales de cada ramal:

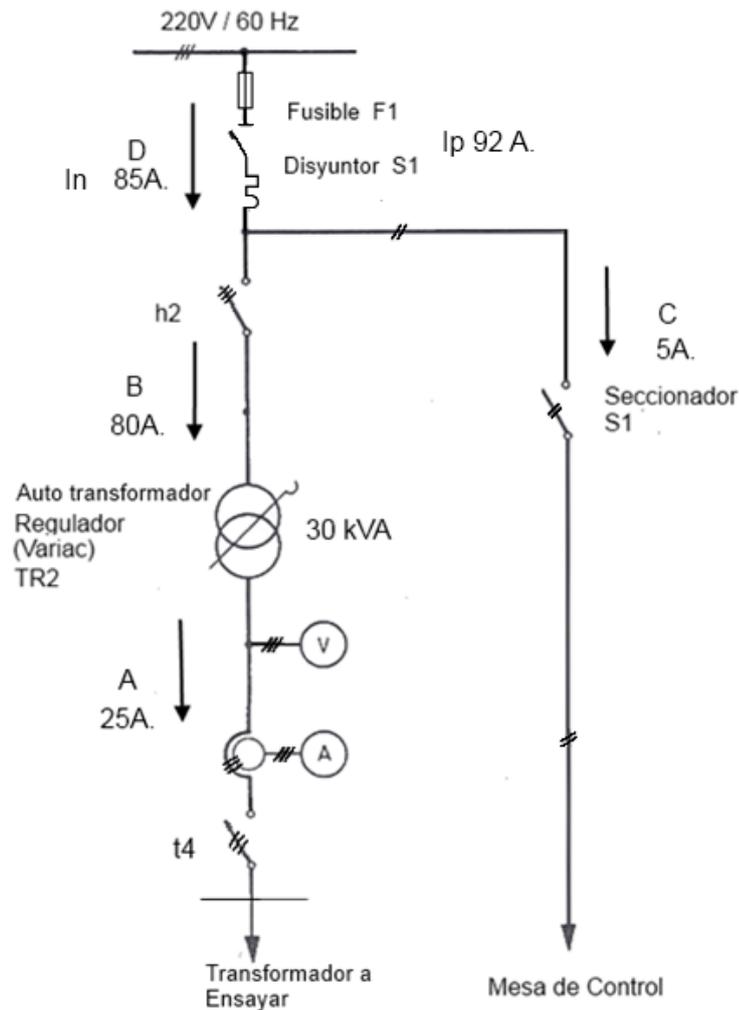


Fig. III-59 Identificación de corrientes del circuito de pruebas

Se debe Tomar en cuenta que cada circuito tiene un comportamiento diferente en función de la carga, para el caso de estudio no se deberá prestar mayor atención al

⁴⁴ Richard J. Fowler, Electricidad: Principios y Aplicaciones, editorial Reveré, año 1994

tipo de carga ya que durante el ensayo no se tendrá picos de corriente como suele suceder al energizar motores o transformadores, esto debido a que el circuito de pruebas está configurado de tal modo que el incremento de corriente es lineal y progresivo, (arranque suave).

Como segundo paso se debe tener criterio para dimensionar los conductores, se toma como base una capacidad ligeramente mayor a la nominal con el fin de que los conductores no se deterioren en caso de falla (en caso de una sobre carga los efectos de calentamiento provocados por el efecto Joule deterioran el aislamiento), por ello se debe sobre dimensionar los conductores para que soporten hasta que las protecciones actúen.

El criterio empleado para instalaciones industriales es el de dimensionar los conductores con un 25% más de la corriente nominal así se tiene: ⁴⁵

Tabla 31 Calibre de conductor

| Ramal | Corriente Max (A) | Corriente (A) | Calibre de conductor (AWG) |
|-------|---------------------------|---------------|----------------------------|
| A | $1,25 \cdot 25A = 31,25$ | 32 | 10 |
| B | $1,25 \cdot 80 = 100$ | 100 | 2 |
| C | $1,25 \cdot 5A = 6,25$ | 7 | 18 |
| D | $1,25 \cdot 85A = 106,25$ | 107 | 1 |

Datos de calibres y ampacidades de cables eléctricos pueden consultarse en los Anexos.

Para contactores, seccionadores y dispositivos de apertura y cierre que trabajan en condiciones normales de operación se deberán dimensionar para un 105% de la corriente nominal:

⁴⁵ Enríquez Harper, Protección de Instalaciones eléctricas Industriales y Comerciales, segunda edición, página 158.

Tabla 32 Capacidad de corriente de dispositivos de seccionamiento

| Ramal | Corriente Max (A) | Corriente (A) |
|-------|-------------------|---------------|
| A | 1,05*25A= 26,25 | 27 |
| B | 1,05*80= 84 | 84 |
| C | 1,05*5A= 5,25 | 6 |
| D | 1,05*85A= 89,25 | 90 |

Los elementos que se seleccionen deberán tener al menos la capacidad de transportar la corriente en régimen permanente según la Tabla 31 y la Tabla 32, si no hay elementos para tales valores de corriente se deberán tomar valores inmediatos superiores.

El primer objetivo de las protecciones en un sistema industrial es el de proteger los conductores eléctricos; la bibliografía empleada recomienda que las protecciones estén por debajo de la capacidad máxima del conductor y sobre la corriente nominal con lo que se plantea la siguiente inecuación:

$$I_c > I_p > I_N.$$

Dónde:

I_c : Corriente que soportan los conductores.

I_p : Corriente a la que deberán operar las protecciones.

I_n : Corriente nominal.

Con lo que se empleará el 115% de la corriente nominal para dimensionar las protecciones:

Tabla 33 Corriente operación de dispositivos de protección

| Ramal | Corriente Max (A) | Corriente (A) |
|-------|-------------------|---------------|
| A | 1,15*25A= 28,75A. | 28 |
| B | 1,15*80= 92A. | 92 |
| C | 1,15*5A= 5,75A. | 5,5 |

Debido a que es un lugar de ensayos y que los equipos de medición y control son

muy sensibles se ha propuesto emplear la protección termo magnética acompañada de fusibles como respaldo en el principal “ramal D”.

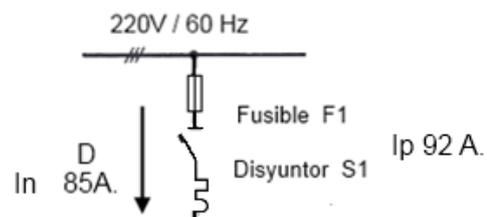


Fig. III-60 Ramal D

Básicamente, la protección deberá actuar en el siguiente orden:

1. Disyuntor termo magnético.
2. Fusible.
3. Dispositivos aguas arriba de nuestra instalación (Fusibles del transformador principal).

Se seleccionaron las siguientes protecciones ya que se encuentran en mercado local y se ajustan a nuestras necesidades:

Fusible ABB 100 Amp. gG NH 000.

Disyuntor termo magnético BTicino de 3polos 90A modelo 8903/90N

A continuación se presenta la gráfica de curvas de operación:

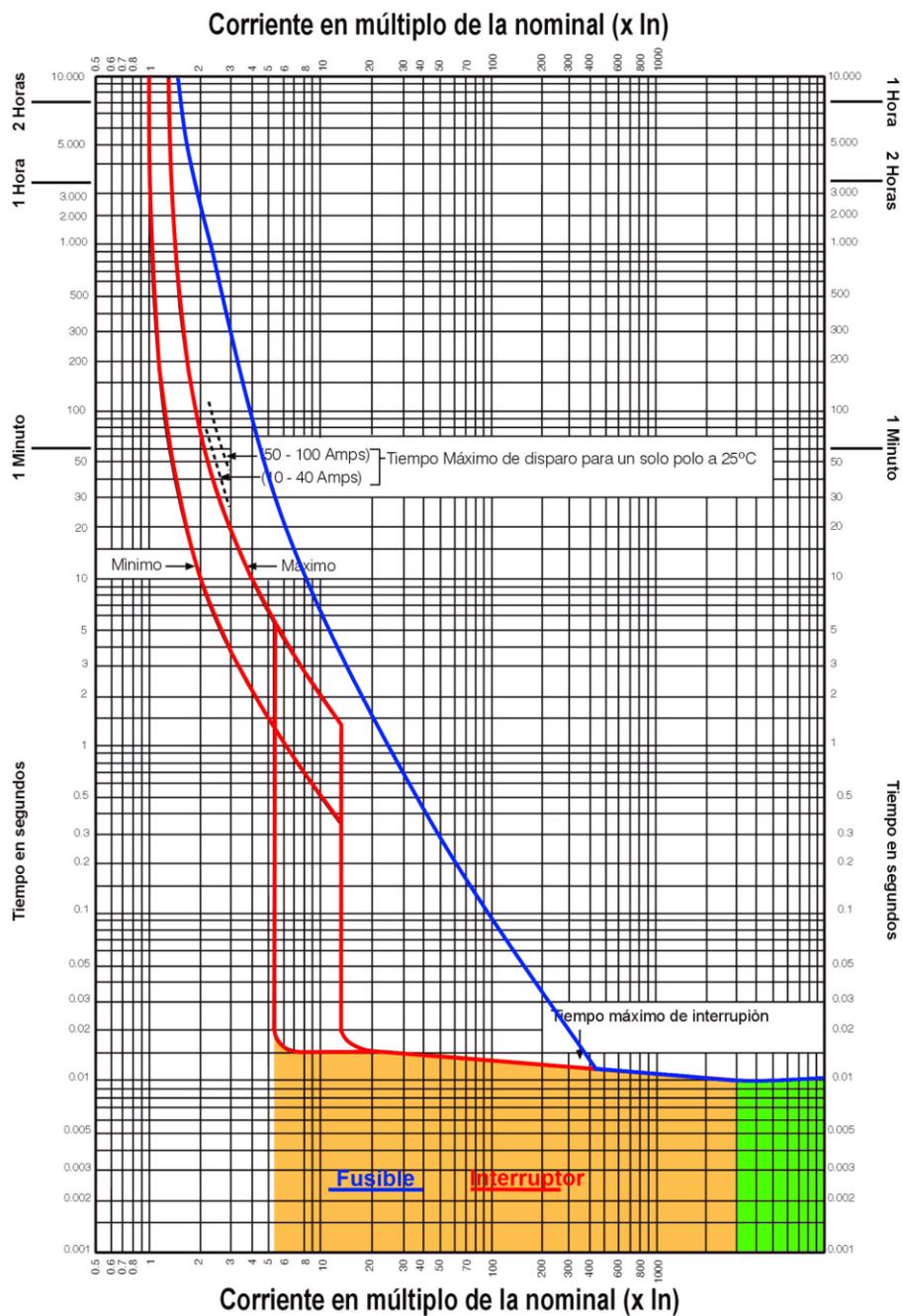


Fig. III-61 Curvas de operación de protecciones

Como se observa ver en la figura Fig. III-61 , se tiene que la protección Térmica deberá operar en condiciones de sobre carga en el rango de 90 a 500 amperios aproximadamente dependiendo del tiempo de exposición.

La protección magnética (línea roja) comprende un rango de operación de 500 a 3000 amperios aproximadamente.

También se observa una segunda línea roja de tendencia para la protección del disyuntor, esto se debe a que la variación de la temperatura ambiente afecta la operación del mismo, por lo que se da un tiempo mínimo y otro máximo de operación.

La protección del fusible (línea azul) acompañará al disyuntor, la misma operará desde el rango de los 140 amperios aproximadamente en adelante con un considerable retardo.

En caso de que el disyuntor no responda debidamente, los fusibles estarán presentes para despejar la falla, tomando en cuenta que estos operarán antes del tiempo establecido para el cálculo de la corriente de falla, lo que aumenta las condiciones de seguridad.

3.4 Manual de operación de pruebas

Para la ejecución de las pruebas se ha planteado un flujo de procesos donde dividimos a las pruebas de rutina en dos grupos:

- Pruebas de baja potencia
- Pruebas de media potencia

Las pruebas de baja potencia son aquellas que a pesar de presentarse una falla en el transformador, no representan un riesgo alto para el operador y el transformador.

Las pruebas de media potencia a diferencia de las de baja potencia, si durante un ensayo se presentase una falla en el transformador y no se han tomado las medidas de seguridad necesarias, puede traer riesgos para el operario y las instalaciones.

Tómese en cuenta que a pesar que las pruebas de baja potencia no representen un

riesgo alto, no deben de dejar de prestarse las medidas de seguridad como tener conocimiento total de la operación del equipo de medición, etc.

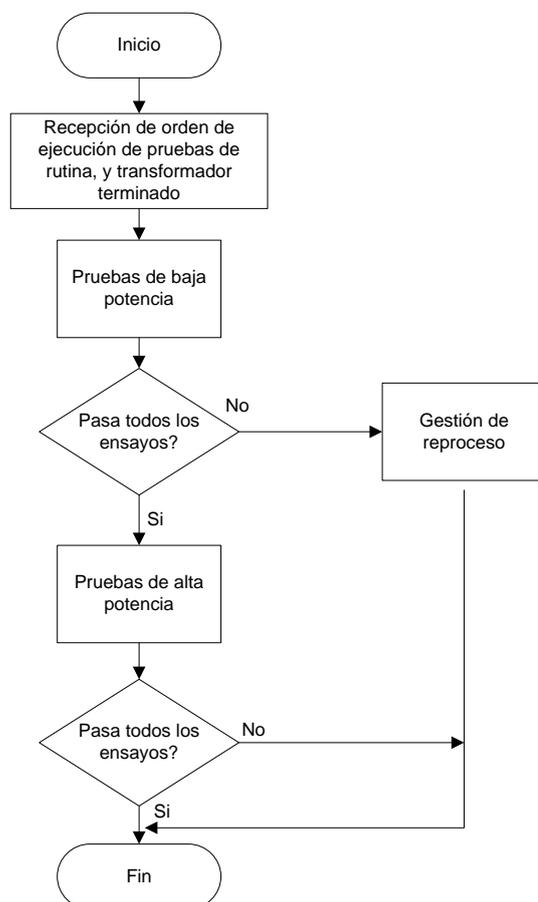


Fig. III-62 Flujo de procedimiento de pruebas eléctricas de rutina

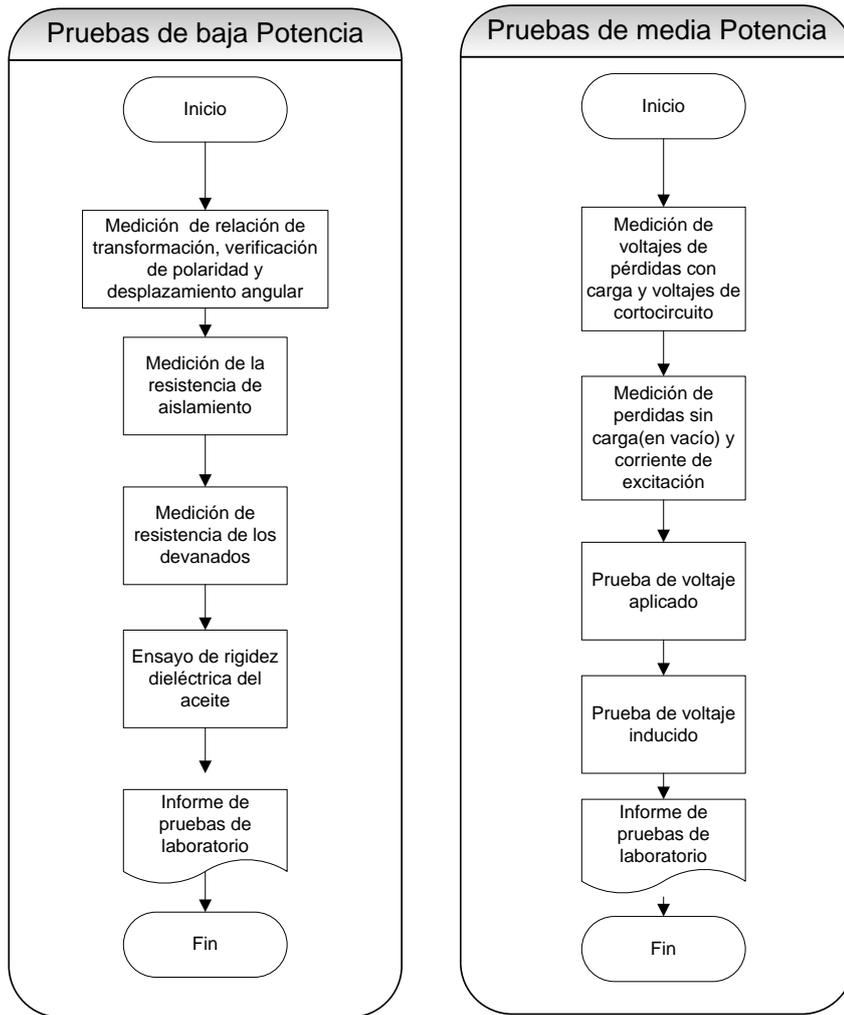


Fig. III-63 Flujo de procedimiento de pruebas eléctricas de rutina

3.4.1 Procedimiento medición de la relación de transformación

Equipo necesario: TTR

3.4.1.1 Consideraciones generales de la prueba

- La prueba se efectúa con el equipo des-energizado.
-
- La medición debe llevarse a cabo en cada derivación y en todos los bobinados del transformador.
- Las mediciones no deberán variar en $\pm 0,5\%$ de las declaradas en la placa de características.
- Escoja el equipo indicado, debe tomar en cuenta que el equipo de medición tenga la capacidad de medir la relación de transformación. (Lea hoja técnica del equipo).

3.4.1.2 Ejecución del ensayo.

- Diferencie los terminales del equipo de medición, si no están marcados, los cables gruesos son destinados para la baja tensión “X”, y los cables delgados para la alta tensión “H”.

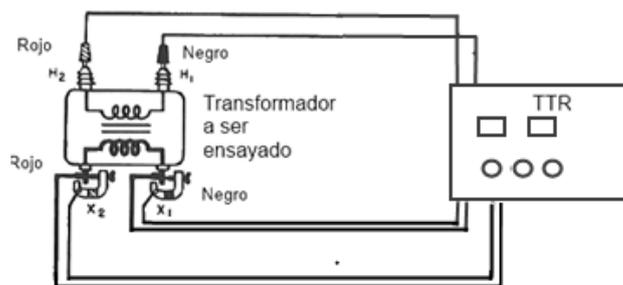


Fig. III-64 Conexión TTR

- Revise el conexionado y la polaridad de los terminales que está dado en la placa de características del transformador. Conecte cada bobinado con su correspondiente, si la polaridad no es la correcta o existe algún cortocircuito la medición no se podrá llevar a cabo.

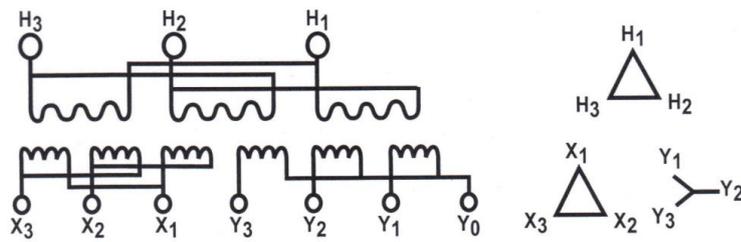


Fig. III-65 Diagrama de conexiones

- La medida se obtendrá instantáneamente conforme se active el equipo de medición, tome anotación de los datos obtenidos en el protocolo de pruebas.

3.4.2 Procedimiento de medición de la resistencia del aislamiento

Equipo necesario: Megahómetro o Megger, Termocupla Tipo K

3.4.2.1 Consideraciones generales de la prueba

- Se deberá comprobar el estado de los cables del equipo de medición antes de iniciar el ensayo, la medición es extremadamente sensible y estos son determinantes en el resultado final, es importante que se encuentren en perfecto estado.
- Todos los elementos que intervienen en el funcionamiento del transformador deben estar fijamente en su lugar.
- La medición debe realizarse con el transformador des-energizado y frío, en un rango de temperaturas entre 0 y 40°C .
- Todas las mediciones deben ser referidas a una temperatura de 20 ° C, de ser diferente la temperatura del transformador, se deberá multiplicar el valor obtenido por un factor de corrección “K” que se encuentra en la Tabla 34:

Tabla 34 Factores para corrección de resistencia de aislamiento por temperatura a 20°C

| Temperatura °C | Factor K | Temperatura °C | Factor K |
|-------------------|----------|-------------------|----------|
| 95 | 89 | 35 | 2,5 |
| 90 | 66 | 30 | 1,8 |
| 85 | 49 | 25 | 1,3 |
| 80 | 36,2 | 20 | 1 |
| 75 | 26,8 | 15 | 0,73 |
| 70 | 20 | 10 | 0,54 |
| 65 | 14,8 | 5 | 0,4 |
| 60 | 11 | 0 | 0,3 |
| 55 | 8,1 | -5 | 0,22 |
| 50 | 6 | -10 | 0,16 |
| 45 | 4,5 | -15 | 0,12 |
| 40 | 3,3 | | |

$$R_s = R_m * K$$

Dónde:

R_s : Resistencia corregida a 20°C en Ω .

R_m : Resistencia medida a "X" temperatura en Ω .

K : Factor de corrección a "X" temperatura.

3.4.2.2 Ejecución del ensayo

- Conecte en cortocircuito todos los terminales de alta tensión "H", también ponga en cortocircuito todos los terminales de baja tensión "X", y conecte a tierra el tanque o cuba como se ve en la figura Fig. III-66

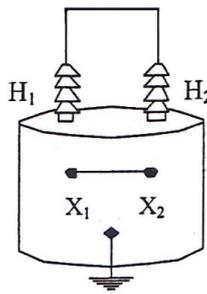


Fig. III-66 Conexión de terminales

- Ajuste el nivel de tensión de prueba según el lado que va a someter a ensayo sea H ó X (que no esté conectado a tierra), tome en cuenta que el voltaje no deberá ser mayor del nominal.
- Realice la conexión del equipo y mida la resistencia en cada uno de los tres casos que se dan a continuación:

Medición de resistencia Alta contra baja tensión más tierra:

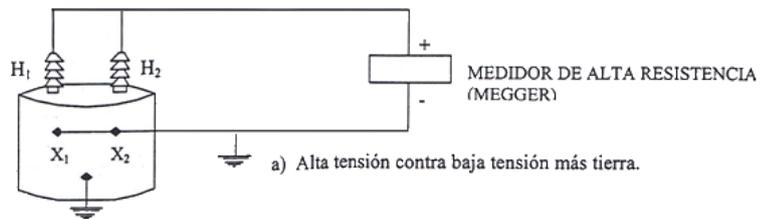


Fig. III-67 AT contra Tierra

Medición de resistencia baja tensión contra tierra:

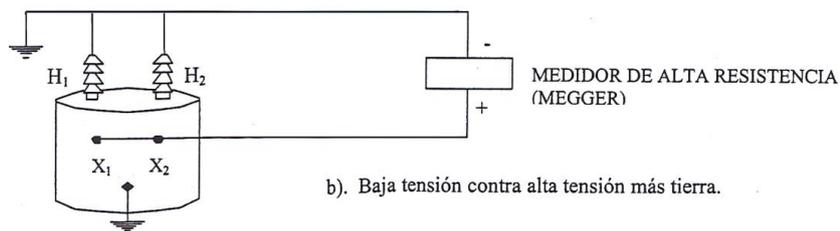


Fig. III-68 BT contra Tierra

Medición de resistencia baja tensión contra tierra:

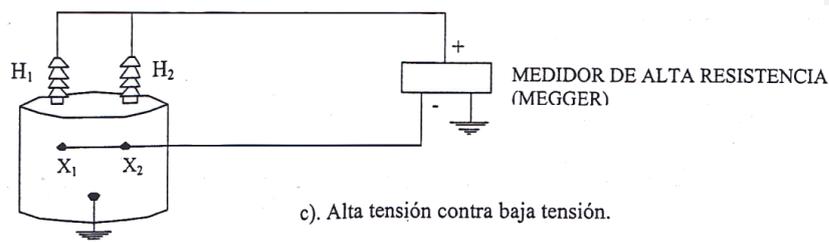


Fig. III-69 AT contra BT

- Tenga presente que cada ensayo deberá durar un minuto.

Si la resistencia empieza a reducir rápidamente suspenda la prueba.

La prueba también podría suspenderse automáticamente antes de ese tiempo, en ambos tome anotación de las observaciones en el protocolo de pruebas y **no repita** el ensayo hasta verificar las causas de lo ocurrido.

3.4.2.3 Procedimiento para la medición de la resistencia óhmica entre bornes

Equipo necesario: Milióhmetro, Termocupla tipo K

3.4.2.4 Consideraciones:

- Se deberá leer la hoja técnica del equipo y entender las restricciones del mismo.
- El procedimiento debe realizarse con el transformador totalmente desenergizado.
- Antes de iniciar la prueba se debe encerrar el equipo (si la opción está disponible), de no ser así, se deberá restar la resistencia de los cables del equipo de medición del resultado total.
- Al desarrollar la prueba de resistencia óhmica, debe medirse simultáneamente la temperatura de los devanados.
- El lugar donde se efectúen las mediciones debe estar protegido de variaciones bruscas del ambiente.
- Las mediciones deben realizarse en la posición nominal del transformador

(generalmente es la posición 3 del conmutador).

- De ser necesario corregir el valor de la resistencia a cierta temperatura emplee la siguiente expresión general:

$$R_s = \frac{T_s + T_k}{T_m + T_k} * R_m = k * R_m$$

Dónde:

R_s = resistencia corregida a la temperatura T_s . en Ω .

R_m = Resistencia medida en Ω .

T_s = temperatura a la cual se desea corregir el valor de la resistencia R_m en $^{\circ}\text{C}$

T_m = Temperatura a la cual fue medida la resistencia R_m en $^{\circ}\text{C}$

T_k = $234,5^{\circ}\text{C}$ para bobinas en cobre.

3.4.2.5 Ejecución de medición:

- Lea detenidamente el diagrama de conexión de los bobinados (Fig. III-65, disponible en la placa de características del transformador, tomando en cuenta el principio y final de cada bobinado a medir y conecte los cables del equipo de medición.
- Prepare la escala del equipo (en caso que el equipo no disponga de auto rango). Generalmente los bornes en de alta tensión se miden en la escala de 20Ω y en baja tensión $20^{-3}\Omega$.
- Espere el tiempo necesario esta que observe que la medición se estabilice, esta acción puede tomar hasta algunos minutos.
- Tome los datos de la medición obtenida de la resistencia y la temperatura en el protocolo de pruebas.

3.4.3 Procedimiento para el ensayo de rigidez dieléctrica

Equipo necesario: Chispómetro

3.4.3.1 Consideraciones generales de la prueba

- Tenga en cuenta que el ensayo representa un riesgo potencial por el elevado nivel de tensión que maneja (60kV), tome todas las medidas de seguridad necesarias.
- El ensayo según norma Astm d1816 debe realizarse con electrodos tipo hongo (VDE), observe que estén montados en el equipo de medición.

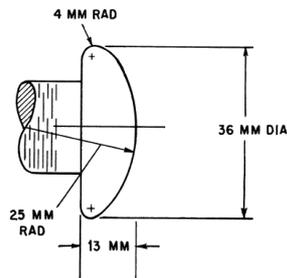


Fig. III-70 Electrodo tipo Hongo VDE

- Calibre el espaciamiento de los electrodos a una distancia de 2,04 mm entre caras.
- Antes de verter el aceite en la copa de ensayo, observe la limpieza de la misma, y de los electrodos, lávelos que con un buen solvente y seque perfectamente con materiales absolventes que no dejen residuos.
- Enjuague la copa de ensayo dos o tres veces con el aceite del cual se obtuvo la muestra.
- Controle que la temperatura del aceite no sea muy alta, ($>40^{\circ}\text{c}$) esto puede alterar el resultado de la prueba.

- Terminado el ensayo, retire el líquido de la copa de ensayo y seque el recipiente.
- Verifique el funcionamiento del agitador de aceite.
- Programe el equipo en función del ensayo que se va a realizar “Astm D1816”, de esto dependerá el tiempo entre ensayos, velocidad de incremento de voltaje y la agitación del aceite (debe funcionar durante toda la prueba).

3.4.3.2 Ejecución del ensayo

- Ingrese la muestra de aceite en el equipo de medición.
- Coloque todas las protecciones del equipo, cierre la compuerta por donde ingresa la muestra.
- Inicie la prueba, cada ensayo consta de seis descargas disruptivas, deseche el resultado de la primera y tome anotación de las cinco restantes.
- Calcule el promedio de las pruebas realizadas

$$\bar{x} = \frac{1}{5} * \sum_{i=1}^5 a_i = \frac{a_1 + a_2 + a_3 + a_4 + a_5}{5}$$

Dónde:

a_i : Es el valor de rigidez dieléctrica del ensayo “i”.

- Registre el voltaje promedio en la hoja de protocolo de pruebas.

3.4.4 Procedimiento para ensayo de medición de pérdidas con carga y voltaje de cortocircuito

Equipo necesario: Banco de pruebas, conductores de empalme # 2 AWG

3.4.4.1 Consideraciones generales de la prueba

- Tome en cuenta los riesgos existentes, la fuente de energía y el voltaje (1000 V) durante el ensayo son elevados, si no se toman las debidas precauciones, el ensayo podría ocasionar la muerte de las personas que se encuentren cercanas al lugar.
- Antes de la energización verifique que todos los accesos al lugar de pruebas se encuentran bloqueados o restringidos.
- Tenga presente los valores de potencia y aislamiento requeridos durante el ensayo, que tengan concordancia con el banco de pruebas, este debe suministrarlos de forma continua y sin ningún problema.
- El ensayo debe realizarse solo en la derivación nominal o principal del transformador, (generalmente la posición “3” del conmutador).
- Calcule la corriente de prueba que se deberá observar durante el ensayo de la siguiente manera:

Si el transformador es monofásico

$$I = \frac{S}{V} * 1000$$

Dónde:

I: Corriente de prueba en A.

S: Es la potencia del transformador en kVA.

V: Voltaje de fase nominal de alta tensión en voltios (generalmente 13.800

V.)

Si el transformador es Trifásico:

$$I = \frac{S}{V * \sqrt{3}} * 1000$$

Ejemplo:

Transformador Trifásico, Potencia S 260 KVA, 13800/220V.

$$I = \frac{S}{V * \sqrt{3}} * 1000 = \frac{260 * 1000}{13800\sqrt{3}} = 10,87 A.$$

3.4.4.2 Ejecución del ensayo

- Conecte todos los terminales de baja tensión denotados por la letra “X” entre sí y aterrice la cuba a tierra como se indica en la figura Fig. III-71.

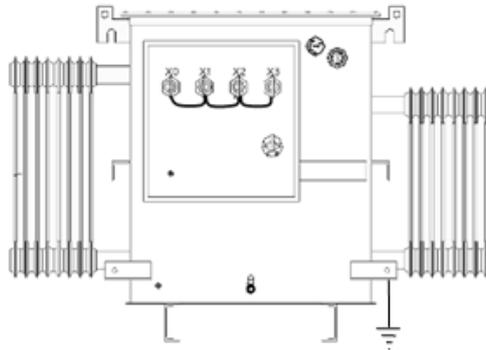


Fig. III-71 Cortocircuito en Baja tensión

- Conecte los terminales de salida del banco de pruebas a los terminales de **alta tensión** transformador denotados por la letra “H”

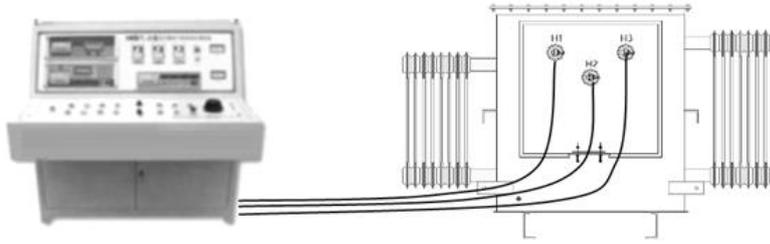


Fig. III-72 Conexión para pruebas con carga

- Incremente el voltaje gradualmente desde cero voltios hasta observar la corriente calculada (este voltaje deberá estar en el rango de 200-700 voltios)
- Registre las mediciones de corriente, voltaje y potencia de cada fase en la hoja de protocolo de pruebas.

3.4.5 Procedimiento para ensayo de medición de pérdidas en vacío

Equipo necesario: Banco de pruebas

3.4.5.1 Consideraciones generales de la prueba

- Tome en cuenta los riesgos existentes, la potencia de la fuente y el voltaje (22,8 kV) son muy elevados, si no se toman las debidas precauciones el ensayo podría ocasionar la hasta muerte de las personas que se encuentren cerca del lugar ensayo.
- Antes de la energización verifique que todos los accesos al lugar de pruebas se encuentran bloqueados o restringidos.
- Tenga presente los valores de corriente y voltaje que se van a necesitar durante el ensayo ya que el banco de pruebas debe suministrarlos de forma continua y sin ningún problema.

3.4.5.2 Ejecución del ensayo

- Conecte los terminales de salida del banco de pruebas a los terminales de baja tensión transformador denotados por la letra “X” y aterrice la cuba del como se indica en la figura Fig. III-73.

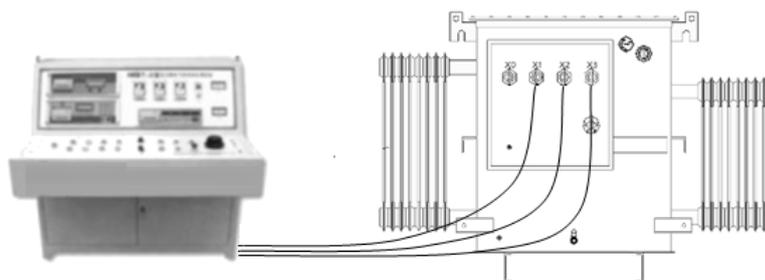


Fig. III-73 Conexión para pruebas en vacío

- Incremente el voltaje gradualmente desde cero voltios hasta el valor nominal del devanado energizado (generalmente 220 o 480 V.).
- Registre las mediciones de corriente, voltaje y potencia de cada fase en la hoja técnica de pruebas

3.4.6 Procedimiento – instructivo para la prueba de voltaje aplicado

Equipo necesario: Banco de pruebas, transformador de potencial, Kilovoltímetro, Cronómetro.

3.4.6.1 Consideraciones generales de la prueba

- Tome en cuenta los riesgos existentes, la fuente de energía y el voltaje son muy elevados, si no se toman las debidas precauciones el ensayo podría ocasionar la muerte de las personas que se encuentren cerca del lugar.

- Determine el voltaje de aplicación, esto lo debe realizar empleando en nivel básico de aislamiento para el cual fue diseñado el transformador (por lo general son de 34 a 45 kV), en la siguiente tabla se encuentran dichos valores:

Tabla 35 Voltajes de tensión aplicada

| Aplicación | Nivel básico de aislamiento BIL kV | Nivel de voltaje de tensión aplicada |
|--------------|------------------------------------|--------------------------------------|
| Distribución | 30 | 10 |
| | 45 | 15 |
| | 60 | 19 |
| | 75 | 26 |
| | 95 | 34 |
| | 125 | 45 |
| | 150 | 60 |
| | 200 | 75 |
| | 250 | 90 |

- Conecte todos los terminales de baja tensión denotados por la letra “X” entre sí y conecte a tierra junto con la cuba del tanque, conforme la figura Fig. III-74.
- Conecte todos los terminales de Alta tensión denotados por la letra “H” entre sí conforme la figura Fig. III-74.

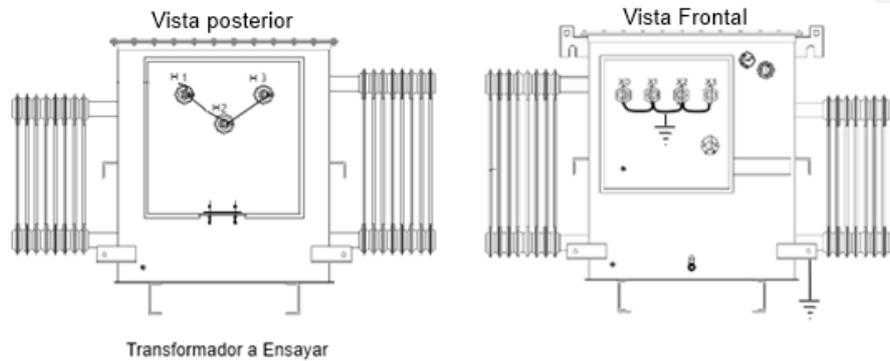


Fig. III-74 Preparación de transformador a ensayar

- Conecte la salida de tensión del banco de pruebas a la baja tensión del Transformador de alto voltaje y conecte la cuba del transformador a tierra (Fig. III-75).

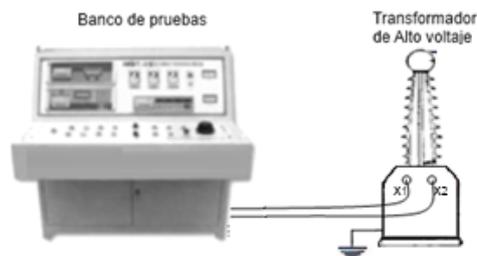


Fig. III-75 Equipos de prueba

- Conecte el divisor de voltaje a la salida del transformador de alto voltaje, y a tierra como se muestra en la figura Fig. III-76
- Conecte en paralelo el transformador a ensayar al divisor de voltaje.

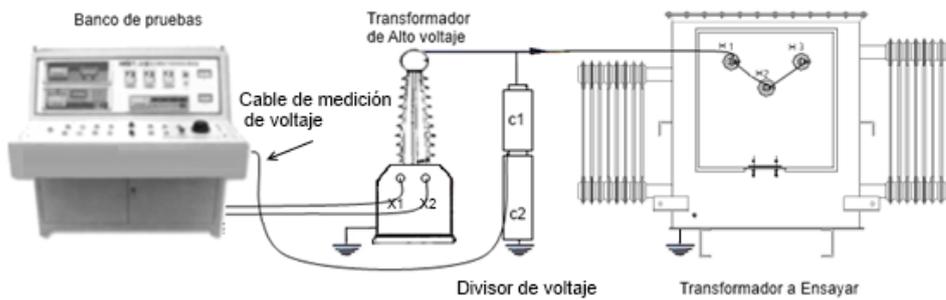


Fig. III-76 Circuito de prueba de voltaje aplicado

- Antes de la energización verifique que todos los accesos al lugar de pruebas se encuentran bloqueados o restringidos.

3.4.6.2 Ejecución del ensayo:

- Incremente el voltaje hasta llegar al valor pre-establecido según de nivel de aislamiento (BIL).
- Después de llegar al voltaje deseado, cuente **60 segundos** de duración del ensayo por cronómetro.
- Disminuya gradualmente el voltaje por lo menos hasta $\frac{1}{2}$ del voltaje aplicado para suspender la energización. (tome en cuenta que si suspende el ensayo sin reducir el voltaje puede ocasionar serios daños al sistema de aislamiento).
- Solo en caso de detectar aumentos repentinos de corriente o sonidos en el tanque podrá suspender la prueba inmediatamente.
- Registre las observaciones y el voltaje de prueba en la hoja de protocolo de pruebas.

3.4.7 Procedimiento de prueba de voltaje inducido

Equipo necesario: Banco de pruebas, generador de frecuencia, cronómetro

3.4.7.1 Consideraciones generales de la prueba

- Tome las precauciones necesarias sobre riesgos existentes, la potencia de la fuente y el voltaje (**45,6 kV**) durante la prueba son muy elevados, si no se toman las debidas medidas de precaución en el ensayo podría ocasionar serias heridas y hasta muerte de las personas que se encuentren cerca del lugar ensayo.
- Tenga presente los valores de potencia y voltaje que se van a necesitar durante el ensayo ya que el banco de pruebas debe suministrarlos de forma continua y sin ningún problema.
- Realice la alimentación del transformador, esta se deberá efectuar por el lado de baja tensión denotado por "X" como se visualiza en la figura Fig. III-77.

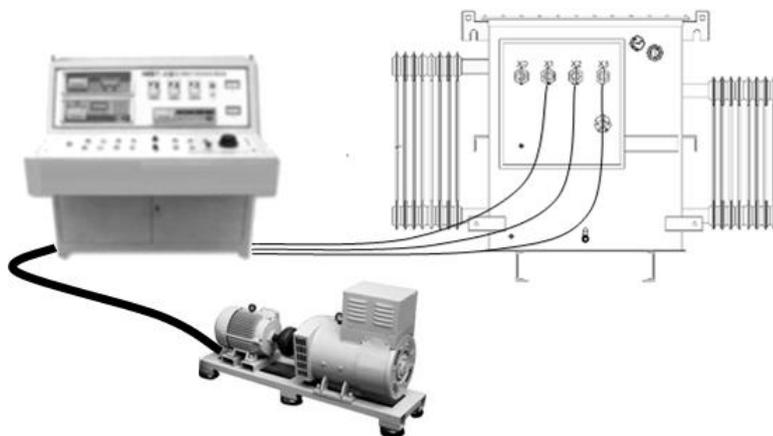


Fig. III-77 Prueba de tensión inducida

- El voltaje de aplicación deberá ser el doble del voltaje nominal (Si el voltaje es 220 V deberá aplicar 440V.)

- Determine el tiempo de prueba en función de la frecuencia que se va aplicar, en la siguiente tabla encontrará los tiempos pre-establecidos:

Tabla 36 Tiempos de ensayo en función de la frecuencia

| Frecuencia (Hz) | Duración de la prueba (seg.) |
|--------------------|---------------------------------|
| 120 | 60 |
| 180 | 40 |
| 240 | 30 |
| 360 | 20 |
| 400 | 18 |

- Antes de la energización verifique que todos los accesos al lugar de pruebas se encuentran bloqueados o restringidos.

3.4.7.2 Ejecución del ensayo

- Incremente el voltaje gradualmente desde cero voltios hasta el valor de ensayo determinado.
- Después de llegar al voltaje deseado, tome el tiempo pre-establecido del ensayo por cronómetro.
- Luego, disminuya gradualmente el voltaje por lo menos hasta $\frac{1}{2}$ del voltaje aplicado durante el ensayo para suspender la energización. (tome en cuenta que si suspende el la alimentación sin reducir el voltaje puede ocasionar serios daños al sistema de aislamiento).
- Solo en caso de detectar aumentos repentinos de corriente o sonidos en el tanque podrá suspender la prueba inmediatamente.
- Registre las observaciones, el voltaje, la frecuencia y el tiempo de prueba en la hoja de protocolo de pruebas.

3.4.8 Protocolo de pruebas

Al finalizar todas las pruebas anteriormente descritas, se deberá llenar la hoja “Protocolo de Pruebas, la misma se encuentra en el anexo2.

Capítulo IV. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN LABORATORIO DE PRUEBAS

El presente estudio económico pretende de determinar si la implementación del laboratorio de pruebas es una inversión rentable para la empresa R.V.R. Transformadores, por lo que se deberá calcular cual será la cantidad aproximada de recursos económicos necesarios para que el proyecto se realice, es decir cuánto dinero se necesita para que el laboratorio se adquiera, opere, y se mantenga e indicadores económicos que ayudarán, a decidir sobre si se debe tomar o no el proyecto

4.1 Análisis de la demanda.

La empresa R.V.R. Transformadores, actualmente para poder vender su producto debe subcontratar los servicios de laboratorio de pruebas ya que la misma no tiene laboratorio propio, por el momento no es un problema grande porque se comparte el local con la empresa que presta los servicios de laboratorio, pero se estima que para finales del 2013 la empresa se traslade a el sector de Calacalí (afueras de Quito) donde tendrá sus propias instalaciones, de lo cual si no dispone del laboratorio implicaría lo siguiente:

Planificación de la logística, la empresa actualmente produce cerca de 3 a 4 transformadores diarios (60 por mes aproximadamente) y se piensa incrementar la producción al doble en la nueva planta, lo significa que si los transformadores deben dejar la planta, hay que trasladarlos desde Calacalí hacia el sector de Carcelén (norte de Quito) donde actualmente los prueban.

Sumado a esto, la planta que presta su laboratorio también produce sus equipos (Transformadores secos y rectificadores de corriente), entonces los transformadores entrarían en cola, y si durante los ensayos se detectaría una falla estos deben regresar a planta incrementando mucho más el costo del producto.

Otro punto a tomar en cuenta es el costo de las pruebas que se facturan a la empresa.

A continuación se presenta una tabla del ahorro costos por la realización de las pruebas:

Tabla 37 **Línea Base.**

| Item | | Costo |
|---|-----|----------------------------|
| Medición de relación de transformación | | 20 |
| Medición de resistencia de bobinados | | 20 |
| Medición de resistencia de aislamiento | | 20 |
| Ensayo de rigidez dieléctrica | | 30 |
| Medición de pérdidas con carga y voltaje de cortocircuito | | 35 |
| Medición de pérdidas en vacío | | 30 |
| Ensayo de voltaje aplicado | | 45 |
| Ensayo de voltaje inducido | | 45 |
| Total | | 245 |
| Equipos a | | |
| probar/mes | 60 | Costo mensual actual 14700 |
| | 150 | Costo Proyectado 36750 |

4.2 Estudio Económico.

La parte del estudio económico pretende determinar cuál será el monto de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto.

Se realiza un desglose de todos los egresos que implaría tener y operar el laboratorio de pruebas. Estos egresos pueden ser costos asociados a los activos (equipos de ensayos, seguridad, infraestructura, depreciación de la maquinaria y otros) que intervienen en el desarrollo de la actividad.

Tabla 38 Desglose de Activos

| Costos Asociados a la malla de tierra | | | |
|---------------------------------------|-----------------|----------|---------|
| Item | valor unitario | Cantidad | Total |
| Cable de cobre desnudo #2 | 5 dólares/metro | 112 m | 560 |
| Soldadura Exotérmica | 15 dólares c/u | 56 | 840 |
| Bentonita | 33 dólares/saco | 8 | 264 |
| Varilla vertical (2,4m* 1") | 16 c/u | 4 | 64 |
| | | | |
| | | Suman | 1728 |
| | | Iva | 12% |
| | | Total | 1935,36 |

| Costos Asociados a Equipos de Pruebas | | | |
|---------------------------------------|----------------|----------|--------|
| Item | valor unitario | Cantidad | Total |
| TTR | 1 | 4000 | 4000 |
| Megger | 1 | 5000 | 5000 |
| Micrómetro | 1 | 3900 | 3900 |
| Chispómetro | 1 | 11300 | 11300 |
| Banco de Pruebas | 1 | 200000 | 200000 |
| Computadora | 1 | 800 | 800 |
| | | Suman | 225000 |
| | | Iva | 12% |
| | | Total | 252000 |

| Costos Asociados al Cerramiento de protección | | | |
|---|----------------|----------|---------|
| Item | valor unitario | Cantidad | Total |
| Malla galvanizada | 17,5 | 21,9 | 383,25 |
| Tubo de 2" x 6m | 51 | 14 | 714 |
| Mano de obra | 1 | 500 | 500 |
| Otros | 1 | 300 | 300 |
| | | Suman | 1897,25 |
| | | Iva | 12% |
| | | Total | 2124,92 |

Tabla 39 Desglose de gastos administrativos mensual

| Ítem | Costo |
|-----------------|-------------|
| Agua | \$ 50,00 |
| Luz | \$ 100,00 |
| Teléfono | \$ 60,00 |
| Sueldo Jefe | \$ 1.500,00 |
| Sueldo Ayudante | \$ 600,00 |
| Mantenimiento | \$ 500,00 |
| | |
| Total mensual | \$ 2.810,00 |

4.3 Estudio Costo-Beneficio.

Los gastos fijos y variables así como los ingresos deben ser proyectados a futuro para poder pronosticar del flujo de caja.

Para ello se emplean datos dados por el Banco Central del Ecuador.

Tabla 40 Premisas de Trabajo

| DETALLE | Final Año | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 |
|---------------------------|-----------|--------|--------|--------|--------|-------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| | | | | | | |
| Inflación Esperada | 5,76% | 5,44% | 3,68% | 3,82% | 2,78% | 2,53% |
| Tasa de descuento | 12,33% | 12,51% | 10,65% | 10,90% | 10,34% | 9,67% |

Fuente:

<http://www.bce.fin.ec/docs.php?path=documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>

Estos valores como la inflación esperada y la tasa de descuento ayudarán con el cálculo algunos indicadores.

Tabla 41 Gastos administrativos anuales

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|-------------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| GASTOS ADMINISTRATIVOS | 8.430,00 | 35.406,00 | 38.946,60 | 42.841,26 | 47.125,39 | 51.837,92 |
| Gasto mensual | 2.810,00 | 2.950,50 | 3.245,55 | 3.570,11 | 3.927,12 | 4.319,83 |

Parte de los egresos a considerar es la depreciación de los equipos, normalmente la maquinaria industrial se la deprecia a un tiempo de 10 años pero para el caso de aplicación se tiene equipos electrónicos por lo cual se determinó un tiempo de depreciación de 5 años.

Tabla 42 Balance general.

| | DICIEMBRE 2013 | DICIEMBRE 2014 | DICIEMBRE 2015 | DICIEMBRE 2016 | DICIEMBRE 2017 | DICIEMBRE 2018 |
|-------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| <u>INGRESOS</u> | | | | | | |
| AHORRO POR TERCERIZACIÓN | 44.100,00 | 185.996,16 | 192.840,82 | 200.207,34 | 205.773,10 | 210.979,16 |
| TOTAL INGRESOS | 44.100,00 | 185.996,16 | 192.840,82 | 200.207,34 | 205.773,10 | 210.979,16 |
| <u>EGRESOS</u> | | | | | | |
| Depreciación Mensual | 12.869,68 | 51.478,72 | 51.478,72 | 51.412,06 | 51.212,06 | 51.212,06 |
| Operación y Gastos administrativos | 8.430,00 | 35.554,37 | 36.862,77 | 38.270,93 | 39.334,86 | 40.330,03 |
| Total Gastos Administrativos | 21.299,68 | 87.033,09 | 88.341,49 | 89.682,98 | 90.546,91 | 91.542,09 |
| TOTAL EGRESOS | 21.299,68 | 87.033,09 | 88.341,49 | 89.682,98 | 90.546,91 | 91.542,09 |
| Ahorro Generado | 22.800,32 | 98.963,07 | 104.499,33 | 110.524,36 | 115.226,19 | 119.437,08 |

Del balance general se obtiene el flujo de caja, que trayéndolo a valor actual se procede a calcular los indicadores del proyecto:

Tabla 43 Indicadores del Proyecto

| | | |
|--|-------------------|--------------|
| VALOR ACTUAL NETO | 172.696,00 | Dólares |
| RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (B/C) | 67,23% | |
| TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) | 23,95% | |
| PERIODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN(PRI) | 2,63 | Periodo |
| PUNTO DE EQUILIBRIO | 40 | Unidades/mes |

- El VAN permitió calcular en valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Como la suma de los flujos de caja de cada año traídos a valor presente es mayor a cero (172.696,00 dólares), la inversión producirá ganancias.

Cada flujo de caja anual se trae a valor actual por medio de la siguiente fórmula:

Ecuación 65

$$VA = \frac{VF}{(1 + i)^n}$$

Dónde:

VA: Valor actual

VF: Valor de flujo de caja proyectado del año “i”

i: Tasa de rentabilidad (tomada del banco central)

n: Número de periodos

Finalmente el VAN se calcula:

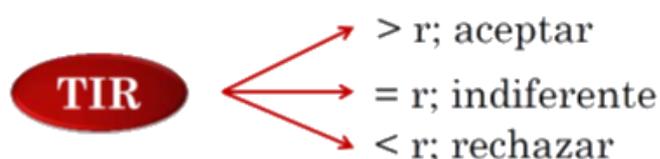
Ecuación 66

$$VAN = \sum_{i=1}^n VA_i - Inversión$$

- La relación costo beneficio toma los ingresos y egresos presentes netos del

estado de resultado, para determinar cuáles son los beneficios por cada dólar que se sacrifica en el proyecto, como conclusión del ejercicio se podría decir que al final de los 5 años proyectados, por cada dólar que se invirtió se obtendría 0,6923 dólares netos.

- El TIR es la tasa interna de retorno con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN) es igual a cero, mide la rentabilidad del proyecto como porcentaje. Si la tasa expresada por la TIR es mayor a 0 o a la rentabilidad exigida entonces el proyecto es viable como lo es en el presente caso.



- El periodo de recuperación de inversión permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial, se tiene que este tiempo de recuperación será de 2,63 periodos.
- El punto de equilibrio define la mínima cantidad de unidades que deben ser vendidas para no tener pérdidas, esta cantidad está por debajo de la producción actual de ventas mensuales de equipos (60 unid/mes) y aún más de la producción proyectada para la nueva planta (120 unid/mes).

Hay otros factores que afectan al producto al momento de trabajar con un laboratorio subcontratado que no se han mencionado, factores como costo por el tiempo perdido en transporte, riesgos por el traslado etc., los cuales se sumarían como indicadores a favor del proyecto.

A su vez, el producto no puede ser negociado sin realizarse el conjunto de pruebas por disposiciones legales, significa que este proceso es parte neurálgica en la terminación del producto lo cual dicta que el proyecto es viable.

4.4 Indicadores y proyección de la demanda.

El presente apartado pretende determinar la máxima demanda que el laboratorio de pruebas podría soportar en caso de que aumente la producción, con lo cual la empresa se podrá preparar mejor para futuros cambios.

A continuación se presenta un análisis del tiempo requerido en cada ensayo

Tabla 44 Duración de ensayos del actual laboratorio en transformadores trifásicos.

| Ensayo | Tiempo de Preparación (min) | Duración del ensayo (min) | Anotación de observaciones (min) | Tiempo Total (min) |
|---|-----------------------------|---------------------------|----------------------------------|--------------------|
| Medición de relación de transformación | 2 | 5 | 1 | 8 |
| Medición de resistencia de bobinados | 1 | 3 | 1 | 5 |
| Medición de resistencia de aislamiento | 1 | 4 | 1 | 6 |
| Ensayo de rigidez dieléctrica | 5 | 5 | 1 | 11 |
| Medición de pérdidas con carga y voltaje de cortocircuito | 5 | 1 | 1 | 7 |
| Medición de pérdidas en vacío | 2 | 1 | 1 | 4 |
| Ensayo de voltaje aplicado | 5 | 3 | 1 | 9 |
| Ensayo de voltaje inducido | 3 | 1 | 1 | 5 |
| Total (Horas)/ transformador | | | | 0,916667 |

Si se toma un tiempo de operación del laboratorio de 8 horas diarias, se podría decir que el laboratorio tiene la capacidad de ensayar:

$$\#Trasnsformadores = \frac{8}{0,92} = 8,69 \text{ transformadores por jornada}$$

Se toma el valor entero inferior (8 transformadores) por posibles tiempos muertos que se den. Este análisis está basado en la ejecución todos de los ensayos en un transformador la vez.

Existen algunos ensayos que se realizan con equipos de pruebas que son independientes uno del otro, además estos ensayos no representan alto riesgo para los operarios por lo que pueden ejecutarse en serie (similar a una línea de ensamblaje),

esto quiere decir que mientras un transformador ejecuta una prueba, otro transformador puede continuar con otra, estos ensayos son:

1. Medición de relación de transformación.
2. Medición de resistencia de bobinados.
3. Medición de resistencia de aislamiento.
4. Ensayo de rigidez dieléctrica.

Los ensayos que representan alto riesgo, aparte de necesitar atención especial, comparten el mismo equipo, por lo que se dificulta realizar las pruebas en serie por lo que es recomendable aplicar todo el conjunto de pruebas a un equipo a la vez, estas pruebas son:

5. Medición de pérdidas en vacío y corriente de excitación.
6. Medición de pérdidas con carga y voltaje de cortocircuito.
7. Ensayo de voltaje aplicado.
8. Ensayo de voltaje inducido.

Con lo planteado anteriormente a continuación se plantea un posible flujo de trabajo con el fin de determinar la capacidad máxima del laboratorio:

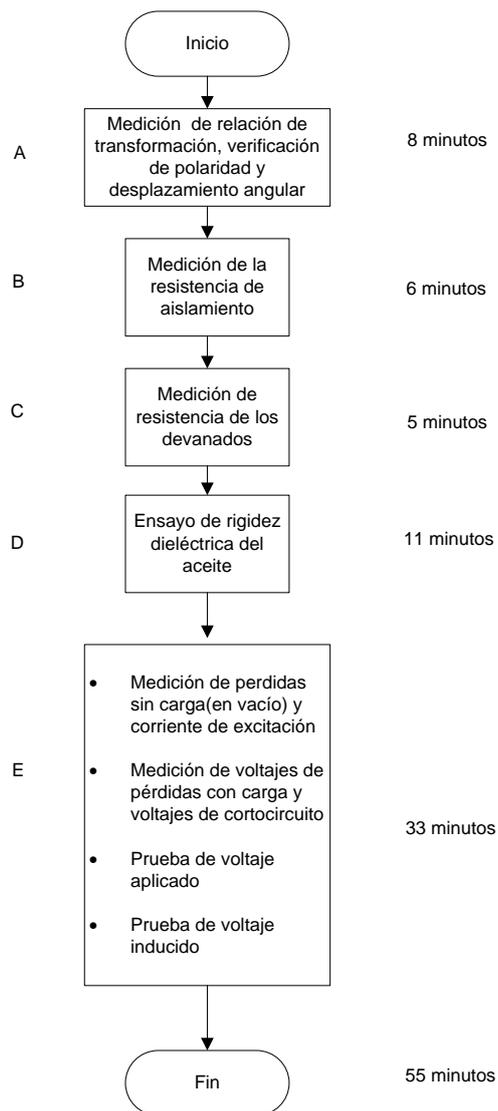


Fig. IV-1 Diagrama vertical de flujo de proceso de pruebas

Como se habló anteriormente, los últimos 4 ensayos se los agrupó en un solo subproceso que dura 33 minutos.

Basando el cálculo del máximo número de transformadores a ensayar en la teoría de la restricción, el número de transformadores a probar se encuentra limitado por el proceso cuello de botella.

Para determinar el proceso cuello de botella, se debe identificar cual es el subproceso cuyo tiempo promedio de ejecución es el más alto, que para el caso es el subproceso “E” con 33 minutos. Véase (Fig. IV-1) ⁴⁶

Con el flujo planteado, la cantidad de transformadores a probar en la jornada de trabajo sería:

Ecuación 67

$$\#Transformadores\ max/jornada = \frac{(x1 - x2)}{x3} + 1$$

Dónde:

x1: Jornada de trabajo en minutos (480 min).

x2: Tiempo en probar el primer transformador (55 min).

x3: Tiempo del subproceso más largo (33 min).

(x1 – x2): Tiempo sobrante de la jornada después del primer transformador ensayado.

$\frac{(x1-x2)}{x3}$: Número de transformadores probados en la jornada menos el primer transformador (55 min).

+1: Representa el primer transformador ensayado.

$$\#Transformadores\ máximo/jornada = \frac{(480 - 55)}{33} + 1 = 13,8$$

Se toma como referencia el tiempo del último proceso ya que este es el que tiene más duración, lo que concluye que los transformadores entrarían en cola, por lo cual

⁴⁶ http://www.mejoracontinua.biz/html/_que_es_toc_.html

después del el primer transformador ensayado en 55 minutos, se tendría que cada 33 minutos saldría un transformador probado, dándose esto en condiciones ideales.

Tómese en consideración la Ecuación 67 es una fórmula empírica que funciona para el presente caso.

Se define como condición ideal que todos los transformadores probados no reporten problemas durante su ensayo, y que los equipos de medición se encuentren disponibles en el momento apropiado lo cual pudiese ocurrir o no.

CONCLUSIONES

La culminación del estudio del nuevo laboratorio brinda a la empresa R.V.R. transformadores la oportunidad de colocarse a la vanguardia tecnológica, de seguridad y garantía en la calidad de sus productos.

La necesidad de contar con un espacio adecuado para la ejecución de las pruebas es un eje fundamental para mejorar las condiciones de seguridad y operatividad del personal a cargo de la realización de los ensayos.

El área requerida para la ejecución de los ensayos para pruebas de transformadores de distribución de hasta 500 kVA clase 25 kV es de **26 m²**, considerando la óptima ubicación de los equipos, comodidad del personal y condiciones de seguridad.

Al no existir en la norma INEN criterios sobre el dimensionamiento y la construcción del reticulado de la jaula de protección, se empleó el criterio sugerido por el fabricante de instrumentos el alto voltaje “Haefely”, donde se recomienda una distancia máxima de 50mm en el reticulado.

El material de construcción más adecuado para la jaula de protección es el acero galvanizado debido a que posee un valor aceptable de conductividad eléctrica de 7,6%, resistencia mecánica 38000 psi, bajo coste y fácil ubicación en el mercado nacional.

Comentario [L2]: Buscar valores de comparación

La función de la jaula de protección diseñada en la presente tesis para los ensayos a los transformadores de distribución de hasta 500 kVA clase 25 kV se emplea básicamente para la restricción física de accesos involuntarios al perímetro de pruebas, debido a que la naturaleza de las pruebas no requiere protección como por ejemplo a ondas electromagnéticas provenientes del exterior.

La metodología para el cálculo de la resistencia de tierra por el método de

SUNDE que se encuentra en la norma IEEE Std 80-2000 colabora con el diseño mediante una interacción con el usuario de forma gráfica, facilitando la resolución de problemas matemáticos complejos.

El método de Wenner para el cálculo de la resistividad del suelo, permitió identificar y desestimar resultados absurdos presentados en la medición, ya que se encuentra comprobado mediante este método la existencia de dichos resultados para distancias de $a < 1$ metro.

La resistividad del suelo donde se pretende implementar el laboratorio de pruebas presenta un valor relativamente alto de $167,9 \Omega\text{-m}$ en su capa superficial, lo que concuerda con la naturaleza del suelo arenoso del sector.

Para obtener una reducción del valor de resistividad del terreno desde $167,9 \Omega\text{-m}$ a $149 \Omega\text{-m}$, se realizó un tratamiento del suelo en contacto con los electrodos de medición, que consistió en mezclar una parte de bentonita en diez partes de tierra en un área de 20 cm^2 alrededor de cada electrodo, lo que sugiere que al aplicar dicho tratamiento a toda el área de cobertura de la malla, se conseguirá un mejor valor de resistencia de la malla.

Según la norma IEEE Std 80-2000, el valor máximo de resistencia de malla debe ser de 5Ω . De las mediciones y los cálculos obtenidos mediante el método de Wenner y Sunde respectivamente, el valor de diseño para la resistencia de la malla es de $4,36 \Omega$, lo que se ajusta a los parámetros exigidos por la norma.

El uso de una herramienta informática personalizada para desarrollar los cálculos de la malla de puesta a tierra, permite realizar varias modelaciones al diseño ya que tiene una relación aproximada de $1/10$ del tiempo del cálculo manual.

Para cumplir el estándar de calidad nacional fue imperativo emplear tres criterios de protección; el primero es el dimensionamiento de conductores eléctricos que cumplan con la condición de soportar ligeras sobrecargas de hasta un 25%

adicional de la corriente nominal, el segundo es el correcto dimensionamiento de los dispositivos de seccionamiento de los circuitos de control y fuerza con el criterio del 5% adicional a la corriente nominal, el tercer criterio es el dimensionamiento de la operación de las protecciones considerando que se debe tener 15% adicional a la corriente nominal.

Las curvas de operación de las protecciones permiten desarrollar un mecanismo gráfico para realizar efectivamente su coordinación, haciendo más sencillo implementar el criterio donde las protecciones termo-magnéticas operan antes que los fusibles, obteniendo así un sistema redundante que se traduce en seguridad.

Una de las características esenciales de las protecciones utilizadas en el diseño del laboratorio de pruebas, es el tiempo de respuesta; debido a que este tiempo depende fundamentalmente del tipo de carga empleado (en este caso transformadores) ; a pesar de esto, fue posible la elección de una protección ultra rápida, a causa de que en todos los ensayos el voltaje se aplicará desde 0 voltios, simulando esta condición una rampa de arranque suave y eliminando los picos de corriente causados por la corriente de magnetización.

Considerando que el tiempo promedio de pruebas de un transformador de distribución será de 55 minutos aplicando los 8 ensayos necesarios por equipo, se espera que para un periodo de 8 horas laborales se puedan probar hasta 8 transformadores por jornada, además si se optimiza el uso de los instrumentos de medición se tiene que si se ejecuta un proceso en serie de los ensayos se pueden obtener hasta un total de 12 transformadores por jornada.

Refiriéndonos a los indicadores del proyecto, se puede concluir que la inversión a parte de generar un ahorro para la empresa, evitará contratiempos, riesgos, logística, gestión administrativa y otros por motivo de la subcontración del servicio.

RECOMENDACIONES

Es recomendable realizar la actualización constante de la normativa de calidad nacional NTE INEN 2 111:98, ya que permite homologar los productos más fácilmente ante la constante evolución de la tecnología y las exigencias de la demanda.

Realizar medición de resistencia de la malla de tierra por lo menos una vez al año para verificar el cumplimiento de la norma y los parámetros de seguridad para los cuales fue diseñado.

Para realizar las pruebas de bajo riesgo se recomienda tener un espacio adicional a la jaula de Faraday lo suficiente para albergar 3 o 4 transformadores y con esto lograr utilizar la jaula solo para las pruebas que lo amerite.

Los manuales de operación deben ser siempre revisados y analizados por el personal conforme se vayan adquiriendo nuevos equipos ya que su manejo puede diferir de los modelos anteriores.

La empresa debe establecer un sistema de inducción al personal, en el cual se dicten temas referentes acerca de los riesgos, medidas de seguridad, procedimientos, y beneficios en cuanto a materia del laboratorio de pruebas se trate.

El laboratorio está diseñado para poder realizar algunas pruebas en paralelo, por lo que el personal requerido para aprovechar al máximo su capacidad consta en un Ingeniero Eléctrico y dos técnicos asistentes.

Los registros (protocolos de prueba) deben ser controlados, en base a identificación, almacenamiento, protección, recuperación, retención, y disposición final, por tal, los registros resultantes de las pruebas del laboratorio deben ser controlados por un procedimiento basado en lo dictaminado en la norma ISO en función de asegurar la calidad del producto.

Como parte del mantenimiento de los equipos y según lo dictaminado en la Norma ISO 9001:2008, los equipos de seguimiento y medición del laboratorio deben calibrarse o verificarse anualmente y ajustarse o reajustarse según sea necesario, protegerse contra ajustes involuntarios que invaliden los resultados.

Es de vital importancia para la empresa la adquisición de los equipos de pruebas del laboratorio ya que a futuro el no implementarlos se puede convertir en una amenaza en contra de los objetivos de aseguramiento de la calidad y progreso de la misma.

BIBLIOGRAFÍA

- [1].Alonso Rafael Vicuña Arellano, Diseño del nuevo laboratorios de alto voltaje para la EPN, 1977.
- [2].Avelino PEDRO, Transformadores de Distribución, Tercera edición, Editorial Reverté, 2008.
- [3].B. de Metz-Noblat F. Dumas G. Thomasset, Cálculo de corrientes de corto circuito, Cuaderno Técnico N°-158,Schneider Electric.
- [4].Balseca Cueva Celiano Ivan, Diseño de la Jaula de Faraday y Puesta a Tierra del laboratorio de alta tensión, ESPOL, 1988.
- [5].Cevallos Aleaga, Diseño de un laboratorio de pruebas para transformadores de distribución para la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.-Loja , UPS, 2010
- [6].Dieter Kind-Kurt Feser, High Voltage Test Techniques, segunda edición, 2001.
- [7].Enríquez Harper, Protección de Instalaciones eléctricas Industriales y Comerciales, segunda edición, 2005.
- [8].Enríquez Harper, Transformadores y Motores de inducción,4ª edición, 2005.
- [9].Fausto Méndez, Memorias Curso Alta Tensión 2, UPS, 2009.
- [10]. Germán Moreno Ospina, Fundamentos e Ingeniería de la puestas a tierra, 2007.
- [11]. High Voltage Contruction Kit manual, Haefely, 2001.
- [12]. IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment, estándar. C57.106, 2006.
- [13]. IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System, estándar 80, 2000.
- [14]. IEEE Standard Test Code for Liquid- Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, estándar. C57.12.90, 2006.
- [15]. IEEE Standard for Standard General Requirements for Liquid- Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, estándar

C57.12.00, 2006.

- [16]. IEEE Standard Techniques for High-Voltage Testing, estándar 4, 1995.
- [17]. José Cegarra Sánchez, Metodología de la investigación científica, editorial Díaz de Santos, 2004.
- [18]. Luis LLumigusin, Curso de Sistemas de Tierra, 2009.
- [19]. Martin J. Heathcote, The J & P Transformer Book, Edición treceava, año 2007.
- [20]. NTE INEN Transformadores. Devanados y sus derivaciones, estándar 2 112, 1998.
- [21]. NTE INEN Transformadores. Determinación de pérdidas y corriente sin carga, estándar 2 113, 1998.
- [22]. NTE INEN Transformadores monofásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito, estándar 2 114, 2004.
- [23]. NTE INEN Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito, estándar 2 115, 2004.
- [24]. NTE INEN Transformadores. Impedancia y pérdidas con carga, estándar 2 116, 1998.
- [25]. NTE INEN Transformadores. Relación de transformación, verificación de la polaridad y desplazamiento angular, estándar 2117, 1998.
- [26]. NTE INEN Transformadores. Medida de la resistencia de los devanados, estándar 2 118, 1998.
- [27]. NTE INEN Transformadores. Requisitos, estándar 2 120, 1998.
- [28]. NTE INEN Transformadores. Pruebas del dieléctrico, estándar 2 125, 1998.
- [29]. NTE INEN Transformadores. Niveles de aislamiento, estándar 2 127, 1998.
- [30]. NTE INEN Transformadores. Requisitos de funcionamiento en condiciones de altitud y temperatura diferentes de las normalizadas,

estándar 2 128, 1998.

- [31]. NTE INEN Transformadores. Determinación del voltaje de cortocircuito, estándar 2 129, 1998.
- [32]. NTE INEN Transformadores. Aceites aislantes para transformadores e interruptores. Requisitos, estándar 2 133, 1998.
- [33]. NTE INEN Transformadores Definiciones, estándar 2 110, 1998.
- [34]. NTE INEN Transformadores de distribución, Pruebas Eléctricas, estándar 2 111, 2004.
- [35]. National Electric Code, 2005
- [36]. Richard J. Fowler, Electricidad: Principios y Aplicaciones, editorial Reveré, 1994.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Aislante: que aísla la electricidad.

Amperímetro: Es un instrumento que sirve para medir la intensidad de corriente que está circulando por un circuito eléctrico.

ANSI: American National Standards Institute

Aparamenta: Conjunto de aparatos de maniobra, protección, medida, regulación, y control, incluidos los accesorios de las canalizaciones eléctricas utilizados en instalaciones de baja y alta tensión.

Auto-transformador: Aquel en el cual por lo menos dos devanados tienen una parte común.

BIL: Basic Impulse level, nivel básico de aislamiento.

Bobina: Conjunto de espiras aisladas conectadas en serie.

Clase de voltaje: Nivel referencial del voltaje para el aislamiento del sistema.

Conductor de puesta a tierra: Conductor que es intencionalmente conectado a una puesta a tierra, desde el neutro, bien sólidamente o a través de una impedancia limitadora de corriente.

Conector: Dispositivo que une dos o más conductores con el objeto de suministrar un camino eléctrico continuo.

Conexión de Puesta a Tierra (Connection, Grounding Terminal o Ground Clamp): Soldadura exotérmica, lengüeta certificada, conector a presión o de cuña certificados o abrazadera certificada; destinados a asegurar, por medio de una conexión especialmente diseñada, dos o más componentes de un sistema de puesta a tierra.

Confiabilidad: Capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempo dados. Equivale a fiabilidad

Contacto directo: Es el contacto directo de personas con cualquier parte activa de una instalación eléctrica.

Contacto indirecto: Contacto de personas con elementos puestos accidentalmente bajo tensión; o el contacto de personas con cualquier parte activa de una instalación eléctrica a través de un medio conductor.

Columnas: Partes del núcleo rodeadas por los devanados.

Conductor: Que conduce la electricidad, Son materiales cuya resistencia al paso de la electricidad es muy baja

Corriente nominal (I_n): La que fluye a través del terminal de línea de un devanado en régimen nominal. Se calcula al dividir la potencia nominal del devanado para el producto de su voltaje nominal y un factor de fase apropiado.

Corriente sin carga (I_o): La que fluye a través de un terminal de línea de un devanado cuando se le aplica el voltaje nominal, a la frecuencia nominal estando los demás devanados en circuito abierto.

Corriente transitoria de cortocircuito (I_{kt}): Valor asimétrico instantáneo máximo de la corriente que fluye a través de los terminales de línea, después de haberse producido un cortocircuito de todas las fases en los terminales de línea del devanado secundario. Esta corriente está compuesta por la corriente continua decreciente (I_{cc}) y por la corriente alterna simétrica de cortocircuito (I_{ks}) y se obtiene cuando se inicia el cortocircuito al pasar el voltaje de una fase por cero.

Corriente simétrica de cortocircuito (I_{ks}): Valor eficaz de la corriente que fluye a través de los terminales de línea, al producirse un cortocircuito de todas las fases en los terminales de línea del devanado secundario, suponiendo constante el voltaje del devanado primario y después de haberse anulado la componente continua decreciente (I_{cc}).

Derivación: Conexión tomada de un devanado, usualmente para permitir la modificación de la relación de transformación.

Derivación principal: Para un devanado con derivaciones, es aquella que se refiere al régimen nominal. Si no especifica otra cosa, se considerará como derivación principal, la derivación media si el número de derivaciones es impar, o, si este número es par, una de las dos derivaciones medias a la cual corresponde el número de espiras efectivas más grande del devanado con derivaciones.

Desplazamiento de angular: La diferencia angular entre dos fasores que representan los voltajes entre el punto neutro (real o ficticio) y los terminales correspondientes de los dos devanados cuando un sistema de voltajes de secuencia positiva está aplicado a los terminales del devanado de alto voltaje en el orden de

secuencia alfabética de estos terminales, en caso de ser denominados por letras, o en el orden de secuencia numérica si son denominados por cifras. Se asume que los fasores giran en el sentido contrario a las manecillas del reloj.

Devanado de alto voltaje: Devanado Aquel cuyo voltaje nominal es el más elevado.

Devanado de bajo voltaje: Devanado Aquel cuyo voltaje nominal es el más bajo

Devanado primario: Aquel que, en servicio, recibe energía eléctrica de un sistema.

Devanado secundario: Aquel que, en servicio, entrega energía eléctrica a un sistema

Dieléctrico: Material mal conductor de electricidad, por lo que puede ser utilizado como aislante eléctrico, y además si es sometido a un campo eléctrico externo, puede establecerse en él un campo eléctrico interno.

Disponibilidad: Certeza de que un equipo o sistema sea operable (disponibilidad para uso) en un tiempo dado. Calidad para operar normalmente.

Dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias (DPS): Dispositivo para protección de equipos eléctricos, el cual limita el nivel de la sobretensión, mediante la absorción de la mayor parte de la energía transitoria, minimizando la transmitida a los equipos y reflejando la otra parte hacia la red. No es correcto llamarlo pararrayos.

Efecto Joule: Es el fenómeno por el cual si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo

Electrodo de Puesta a Tierra (Grounding Electrode): Conductor o grupo de ellos en contacto con el suelo, para proporcionar una conexión eléctrica con el terreno. Puede ser una varilla, un tubo, una placa, una cinta o un cable. El más común es el de varilla, que debe ser de 5/8" x 2.4 m.

Equipotencialidad (Bonding): Es la unión permanente de partes metálicas para formar una trayectoria que asegure la continuidad y la capacidad de conducción segura ante la corriente que le sea impuesta.

Equipotencializar: Es el acto de conectar partes conductoras y conductores activos con el sistema de puesta tierra por medio de conductores eléctricos y dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias, en el espacio a ser protegido.

Espira: Una vuelta completa de un conductor (en una bobina).

F.E.M. (Fuerza electromotriz): Es toda causa capaz de mantener una diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito abierto o de producir una corriente eléctrica en un circuito cerrado.

Frecuencia nominal (f_n): Aquella para la cual se diseña el transformador.

Fibrilación ventricular: Trastorno del ritmo cardiaco que presenta un ritmo ventricular rápido (>250 latidos por minuto), irregular, de morfología caótica y que lleva irremediablemente a la pérdida total de la contracción cardíaca, con una falta total del bombeo sanguíneo y por tanto a la muerte del paciente.

Flujo magnético: Medida de la cantidad de magnetismo.

GPR: Ground Potential Rise, subida del potencial de tierra.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers, (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).

INEN: Instituto Ecuatoriano de Normalización.

Interferencia Electromagnética (EMI): Degradación funcional o física en las características de un dispositivo, equipo o sistema; causadas por una perturbación electromagnética.

Inducción electromagnética: Es el fenómeno que origina la producción de una fuerza electromotriz (f.e.m. o voltaje) en un medio o cuerpo expuesto a un campo magnético variable, o bien en un medio móvil respecto a un campo magnético estático. Es así que, cuando dicho cuerpo es un conductor, se produce una corriente inducida.

ISO: International Organization for Standardization.

Magnitudes nominales: Los valores numéricos de voltaje, corriente, etc., que definen el régimen nominal. Los voltajes y corrientes se expresan siempre por sus valores efectivos, a menos que se especifique otra cosa. (Véase Régimen nominal).

Nivel de aislamiento: Conjunto de valores de voltaje, tanto a la frecuencia industrial como de impulso que caracterizan el aislamiento de cada uno de los devanados y sus

partes asociadas desde el punto de vista de su amplitud para soportar los esfuerzos dieléctricos.

NTE: Norma Técnica Ecuatoriana

Núcleo: Circuito magnético del transformador, está construido por materiales ferrosos.

O.A.E.: Organismo de Acreditación Ecuatoriano

Pérdidas sin carga (P_0): Potencia activa absorbida cuando el voltaje nominal a la frecuencia nominal, se aplica a los terminales de uno de los devanados estando el otro o los otros devanados en circuito abierto.

Pérdidas con carga (P_c).

a) De transformadores con dos devanados. Potencia activa absorbida a la frecuencia nominal, cuando la corriente nominal fluye a través de los terminales de línea de uno de los devanados estando el otro en cortocircuito

b) De transformadores con más de dos devanados, relativa a un cierto par de devanados: Potencia activa absorbida a la frecuencia nominal, cuando la corriente nominal del devanado del par considerado con potencia nominal más baja fluye a través del o los terminales de línea de uno de los dos devanados, estando los terminales del otro devanado del mismo par en corto circuito y los devanados restantes en circuito abierto. Los valores obtenidos para los diferentes pares de devanados deben ser referidos a la temperatura dada en la tabla

Pérdidas totales (P_t) : Suma de las pérdidas sin carga y de las pérdidas con carga.

En los transformadores con más de dos devanados, las pérdidas totales se refieren a una combinación de cargas específicas.

Placa de características: La adherida al transformador en la cual se indican los valores de las magnitudes nominales y otros datos esenciales.

Polaridad: Relación existente entre dos devanados, la cual indica la concurrencia o no de los signos de los voltajes inducidos en un mismo instante de tiempo.

Se dice que dos terminales o dos transformadores son homólogos o que tienen igual polaridad, cuando el signo relativo de su voltaje inducido es el mismo en todo momento, y se designan con una marca de polaridad convenida.

Potencia nominal (S_n): Valor convencional de la potencia aparente en (KVA ó MVA), destinado a servir de base para el diseño del transformador, la garantía del fabricante y los ensayos que determina un valor bien definido de la corriente nominal admisible cuando el voltaje nominal es aplicado, bajo las condiciones especificadas en las Normas INEN sobre ensayos de transformadores de potencia y distribución.

Protección eléctrica: Dispositivos que evitan daños que se puedan presentar debido a excesos de corriente y voltaje.

Protección térmica: Dispositivos que evitan daños que se pueden presentar debido a excesos de temperatura

Punto Neutro: El punto común de la estrella en un sistema polifásico o el que normalmente está al potencial cero en un sistema eléctrico.

Puente de conexión equipotencial (Bonding Jumper): Conductor confiable que asegura la conductividad eléctrica necesaria entre las partes metálicas que deben estar eléctricamente conectadas entre sí.

Puesta a Tierra (Grounding): Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuyen las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

Régimen nominal: Aquél que se presenta cuando el transformador funciona a plena carga y para el cual el fabricante garantiza el transformador con base en el cual se hacen los ensayos.

Relaciones de transformación nominal: Las existentes entre los voltajes nominales de dos o más devanados. Este valor puede expresarse por la relación entre el valor del voltaje aplicado a un devanado, menor o igual al voltaje nominal y el valor del voltaje desarrollado en el otro devanado.

Relación de espiras (N_p / N_s): La existente entre el número de espiras de dos o más devanados.

Reluctancia: es la resistencia que un material o circuito posee al paso de un flujo magnético cuando es influenciado por un campo magnético. Se define como la relación entre la fuerza magnetomotriz (*f.m.m.*) (la unidad del SI es el amperio, aunque a menudo se la llama *amperio vuelta*) y el flujo magnético (SI: weber).

Resistencia eléctrica: Es la medida de la oposición al paso de corriente de un

objeto y es directamente proporcional a la longitud e inversamente proporcional a su sección transversal.

Resistividad: Es la resistencia eléctrica específica de cada material para oponerse al paso de una corriente eléctrica. Se designa por la letra griega rho minúscula (ρ) y se mide en ohmios por metro ($\Omega \cdot m$)

Rigidez dieléctrica: el valor límite de la intensidad del campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aislante y pasa a ser conductor. Se mide en voltios por metro V/m (en el SI).

Sistema de puesta a tierra (SPT) (Grounding System): Conjunto de elementos conductores de un sistema de potencia específico, sin interrupciones ni fusibles, que unen los equipos eléctricos con el suelo o terreno. Comprende la puesta a tierra y todos los elementos puestos a tierra.

Sobretensión: Tensión anormal entre dos puntos del sistema, que es mayor que el valor máximo presentado entre los mismos dos puntos bajo condiciones de servicio normal.

Sólidamente Aterrizado (Grounded Solidly o Grounded Effectively): Sistema de conexión a una puesta a tierra, sin otra resistencia que la del cable, es decir, sin resistencias ni inductancias.

Tap: Son derivaciones que poseen los transformadores, los cuales hacen que se tenga la posibilidad de poder cambiar la tensión a la salida del transformador.

Terminal: Pieza conductora destinada a conectar un devanado a un conductor externo.

Telurómetro: Nombre en castellano del equipo diseñado para medición de resistividad y resistencia de sistemas de puesta a tierra. Sus principales características son: frecuencia, potencia, alarma, detección de corrientes espurias y margen de error.

Tierra (Ground o Earth): Para sistemas eléctricos, es una expresión que generaliza todo lo referente a sistemas de puesta a tierra. En temas eléctricos se asocia a suelo, terreno, tierra, masa, chasis, carcasa, armazón, estructura o tubería de agua. El término “masa” solo debe utilizarse para aquellos casos en que no es el suelo, como en los aviones, los barcos y los carros.

Tierra aislada (Insulated equipment grounding conductor): Es un conductor de tierra de equipo, aislado que recorre las mismas conducciones y/o canalizaciones que

los conductores de alimentación.

TTR: Transformer turns ratio

Vatímetro: Instrumento electrodinámico para medir la potencia eléctrica o la tasa de suministro de energía eléctrica de un circuito eléctrico dado.

Voltaje o tensión disruptiva: Voltaje mínimo que produce una perforación o ruptura en un aislante con el consiguiente paso de corriente. También llamada voltaje de perforación

Voltaje nominal de un devanado: (V_n). El especificado para aplicarse, o desarrollarse en funcionamiento sin carga, entre los terminales de línea de un transformador polifásico, o entre los terminales de un devanado de un transformador monofásico.

Voltaje resistivo (V_r): Componente del voltaje de cortocircuito en fase con la corriente.

Voltaje reactivo (V_x): Componente del voltaje de corto circuito en cuadratura con la corriente.

Yugo: Parte del núcleo que une las columnas.

Anexos

Anexo1 Formato Protocolo o Certificado de pruebas estandar NTE INEN 2138:98

CERTIFICADO DE PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES

| | | | | | |
|---|------------|--|---------------------------------------|--------------------------|-------------------------|
| CERTIFICADO DE PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES | | NOMBRE DEL FABRICANTE Dirección Teléfono Ciudad | | | |
| TRANSFORMADOR | | | | | |
| No. de serie: | | Tipo: | | | |
| Potencial nominal | kVA | Grupo(s) de conexión(es) | | Altitud de diseño m | |
| Tensión de serie | kV | Método de refrigeración | | Temperatura de diseño °C | |
| No. de fases | | Clase de aislamiento | | Instalación | |
| Frecuencia | Hz | Calentamiento de los devanados | | Año de fabricación | |
| Reparado | | | | | |
| Nuevo | | | | | |
| VALORES NOMINALES | | | Voltaje | Derivaciones % | Corriente |
| | Primario | | | | |
| | Secundario | | | | |
| | Terciario | | | | |
| Tensión de despacho | | | | | |
| RESULTADOS DE LOS ENSAYOS * | | | | | |
| 1) ACEITE | Clase: | Rigidez dieléctrica | kV,a | °C | Método: |
| 2) RESISTENCIA DE AISLAMIENTO | | | | | |
| A | °C | | | Entre AT y BT | M |
| Con megóhmetro de | | kV | | Entre AT y Tierra | M |
| | | | | Entre BT y Tierra | M |
| 3) RESISTENCIA ENTRE TERMINALES a °c | | | | | |
| | Vo | Maje | V-U | U - W | U - W |
| Alta | | | | Promedio | Material de Fabricación |
| Baja | | | | | |
| 4) ENSAYO DE AISLAMIENTO | | | | | |
| a) Con tensión aplicada | V | | 1) AT contra BT y tierra | kV, | S |
| b) Con tensión inducida | | | 2) BT _{HZ} contra tierra | kV, | S |
| Corrientes | | | | | |
| 5) ENSAYO SIN CARGA | Tensión | Iu | Iv | Iw | Promedio % |
| | | | | | Garantiz % |
| | | | | | P Medido |
| | | | | | P Grantiz. |
| 6) ENSAYO DE CORTOCIRCUITO I (A) Ucc (V) | | Resultados | Medidos a °C | I ₂ R (20°C) | I ₂ R (5°C) |
| | | Pérdidas (W) | | | Refer. a 5°C |
| | | Impedancia % | | | Garantiz a 75°C |
| 7) Regulación a plena carga f, 0,8 % | | | B) Rendimiento a plena carga f, 0,8 % | | |
| 9) CARACTERISTICAS MECANICAS, Masa total | | kg | Volumen de aceite | | Y |
| * NOTA: A menos que se indique lo contrario, todas las pruebas están basadas para régimen nominal | | | | | |
| OBSERVACIONES: | | | | | |
| Ensayado por: | | | Certificado por: | | |
| Fecha: | | | Fecha: | | |

Anexo2 Hoja de registro de pruebas eléctricas según estandar NTE INEN 2138:98



| HOJA DE REGISTRO DE PRUEBAS TRANSFORMADORES | | | | | | | | | | |
|---|--------------------------------|-----------------|------------------------------------|-----------------|--------------------------------|--|-----------------|-------------------------------------|-----------------|---|
| Aceite mineral <input type="checkbox"/> | | | TRIFASICO <input type="checkbox"/> | | | Aceite Bio degradable <input type="checkbox"/> | | MONOFASICO <input type="checkbox"/> | | |
| Destino | Cliente | | | | O.T. No. | Serie No. | | | | |
| Marca | Potencia Nominal kVA | | | | Frecuencia Hz | | | | | |
| Estándar | NTE INEN | Tipo | | | Clase de Refrigeración | | | ONAN | | |
| Primario | Tensión Nominal | Intensidades | Tensión de Serie | | Tensión de Prueba | | BIL | | | |
| Secundario | V | A | kV | | kV | | kV | | | |
| 1. RELACION DE TRANSFORMACION NTE INEN 2117:98 Grupo de Conexión Polaridad | | | | | | | | | | |
| RELACION DE TRANSFORMACION | | | | | | | | | | |
| TAP | VOLT. H1-H2-H3 | X1-X2 | X2-X3 | X1-X3 | VOLT. H1-H2-H3 | Y1-Y2 | Y2-Y3 | Y1-Y3 | TAP | |
| 1 | | | | | | | | | 1 | |
| 2 | | | | | | | | | 2 | |
| 3 | | | | | | | | | 3 | |
| 4 | | | | | | | | | 4 | |
| 5 | | | | | | | | | 5 | |
| 2. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Con MEGGER DE . a °C AT Contra BT kV. AT Contra T kV BT Contra T kV. MQ MQ MQ | | | | | | | | | | |
| 3. RESISTENCIA MEDIDA ENTRE BORNES A TEMP. AMBIENTE NTE INEN 2118:98 Medidos a: °C Promedio Material | | | | | | | | | | |
| AT | H ₁ -H ₂ | Ω | H ₂ -H ₃ | Ω | H ₁ -H ₃ | Ω | Promedio | | Material | |
| BT | X ₁ -X ₂ | Ω | X ₂ -X ₃ | Ω | X ₁ -X ₃ | Ω | Ω | | Cobre | |
| 4. RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE NTE INEN 2133:98 Número de Pruebas Promedio Método Rigidez | | | | | | | | | | |
| 5. PRUEBAS EN VACIO (Pérdidas en Fe) NTE INEN 2114:2004 NTE INEN 2115:2004 Corriente de Extacción Máximo Normalizado Medido | | | | | | | | | | |
| Tensión | IX ₁ | IX ₂ | IX ₃ | Promedio | Io % de In | W Fe | Io % de In | W Fe | | |
| V | A | A | A | A | A | W | % | W | | |
| 6. PRUEBAS DE CORTO CIRCUITO (Pérdidas Cu) NTE INEN 2114:2004 NTE INEN 2115:2004 Datos medidos a: 20 °C | | | | | | | | | | |
| I de AT | A | Vcc | V | IX ₁ | A | IH ₁ | A | | | |
| I de BT | A | Uz | % | IX ₂ | A | IH ₂ | A | | | |
| Posición Conmutador: W Cu W IX ₃ A IH ₃ A | | | | | | | | | | |
| 7. ENSAYO DE AISLAMIENTO NTE INEN 2125 y NTE INEN 2127 | | | | | | | | | | |
| A). TENSION APLICADA | | | | | B). TENSION INDUCIDA | | | | | |
| AT Contra BT y T | kV | a | seg | Tensión | IX ₁ | V | IX ₂ | V | IX ₃ | V |
| BT Contra AT y T | kV | a | seg | Frecuencia | Hz | | Duración | | seg | |
| 8. Características Mecánicas Masa total kg Volumen de aceite Litros | | | | | | | | | | |
| Realizado por: | | | Revizado por: | | | Fecha: | | | | |



Anexo3 Protocolo o Certificado de pruebas R.V.R. Transformadores según estandar NTE INEN 2138:98



| PROTOCOLO DE PRUEBAS TRANSFORMADORES NTE INEN 2138:98 | | | | | | | | | | | | |
|--|--------------------------------|-------------------------------------|-------------------|---|---|-------------------------------------|--------------------------------|-----------------|------------|----------------|-------|-------|
| Aceite mineral | | <input checked="" type="checkbox"/> | | TRIFASICO | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | |
| Aceite Bio degradable | | <input type="checkbox"/> | | MONOFASICO | | <input type="checkbox"/> | | | | | | |
| Destino | R.V.R. | Cliente | XXXX | | O.T. No. | XXX | | Serie No. | XXXX | | | |
| Marca | NTE INEN | Potencia Nominal | 30.0 kVA | | Frecuencia | 60 | | Hz | | | | |
| Estándar | NTE INEN | Tipo | Distribución | | Clase de Refrigeración | ONAN | | | | | | |
| Clase de Aislamiento: | | Ao | Grupo de conexión | Dyn5 | Elev. Temp. | 65 °C | Altitud | 1,000 | m | | | |
| Tensión Nominal | | Intensidades | | Tensión de Serie | | Tensión de Prueba | | BIL | | | | |
| Primario | 13,800 V | 1.26 A | | 25.00 kV | | 34 kV | | 150 kV | | | | |
| Secundario | 220 V | 78.73 A | | 1.20 kV | | 10 kV | | 30 kV | | | | |
| Datos medidos a: | | 20 °C | W Fe | 126 W | W Cu | 418 W | Io | 0.402 % de In | Uz | 2.83 % | | |
| Datos calculados a: | | 65 °C | W Fe | 126 W | W Cu | 448 W | Io | 0.402 % de In | Uz | 2.90 % | | |
| 1. RELACION DE TRANSFORMACION NTE INEN 2117:98 | | | | | 2. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CON MEGGER A: 20 °C | | | | | | | |
| TAP | VOLT. H1-H2-H3 | X1-X2 | X2-X3 | X1-X3 | AT Contra BT (5000 V.) | | 25,000 | MΩ | | | | |
| 1 | 14,490 | 114.020 | 114.020 | 114.020 | AT Contra T (5000 V.) | | 32,000 | MΩ | | | | |
| 2 | 14,145 | 111.367 | 111.367 | 111.367 | BT Contra T (2500 V.) | | 38,000 | MΩ | | | | |
| 3 | 13,800 | 108.650 | 108.650 | 108.650 | | | | | | | | |
| 4 | 13,455 | 105.930 | 105.930 | 105.930 | | | | | | | | |
| 5 | 13,110 | 103.212 | 103.212 | 103.212 | | | | | | | | |
| Grupo de Conexión | | DYN5 | | Polaridad | | Substractiva | | | | | | |
| 3. RESISTENCIA MEDIDA ENTRE BORNES A TEMP. AMBIENTE NTE INEN 2118:98 | | Medidos a: 20 °C | | | | | Promedio | | Material | | | |
| AT | H ₁ -H ₂ | 73.6000 | Ω | H ₂ -H ₃ | 73.2000 | Ω | H ₁ -H ₃ | 73.1000 | Ω | 73.30 | Ω | Cobre |
| BT | X ₁ -X ₂ | 0.00850 | Ω | X ₂ -X ₃ | 0.00630 | Ω | X ₁ -X ₃ | 0.00830 | Ω | 0.0075 | Ω | Cobre |
| 4. RIGIDEZ DIELECTRICA NTE INEN 2 133:98 | | Número de Pruebas | | Promedio | | Método | | Rigidez | | | | |
| | | 5 | | 55.3 kV/2,5mm | | ASTM D 1816 | | 271.08 kV/cm | | | | |
| 5. PRUEBAS EN VACIO (Pérdidas en Fe) NTE INEN 2114:2004 NTE INEN 2115:2004 | | Corriente de Excitación | | | | Máximo Normalizado | | Medido | | | | |
| | | Tensión | IX ₁ | IX ₂ | IX ₃ | Promedio | Io % de In | W Fe | Io % de In | W Fe | | |
| | | 220 V | 0.32 A | 0.3 A | 0.31 A | 0.32 A | 3.60 | 134 W | 0.40 % | 126 W | | |
| 6. PRUEBAS DE CORTO CIRCUITO (Pérdidas Cu) NTE INEN 2114:2004 NTE INEN 2115:2004 | | Datos medidos a: 20 °C | | | | | | | | | | |
| | | I de AT | 1.26 A | Vcc | 390 V | IX ₁ | 42 A | IH ₁ | 1.26 A | | | |
| | | I de BT | 78.73 A | Uz | 2.83 % | IX ₂ | 42 A | IH ₂ | 1.26 A | | | |
| | | Posición Conmutador: | 3 | W Cu | 418 W | IX ₃ | 42 A | IH ₃ | 1.26 A | | | |
| | | Datos calculados a: | 20 °C | I _r | 253 W | Ur | 0.84 % | Ux | 2.7 % | Wa | 165 W | |
| | | Datos calculados a: | 85 °C | I _r | 316 W | Ur | 1.05 % | Ux | 2.7 % | Wa | 132 W | |
| Pérdidas totales calculadas a 85 °C | | 448 W | | Pérdidas Totales máximas permitidas a 85 °C | | 648 W | | | | | | |
| 7. ENSAYO DE AISLAMIENTO NTE INEN 2125 y NTE INEN 2127 | | | | | | | | | | | | |
| A). TENSION APLICADA | | | | | B). TENSION INDUCIDA | | | | | | | |
| AT Contra BT y T | | 34 kV | a | 60 seg | Tensión | X ₁ | 440 V | X ₂ | 440 V | X ₃ | 440 V | |
| BT Contra AT y T | | 10 kV | a | 60 seg | Frecuencia | 440 Hz | | Duración | | 16 seg | | |
| 8. Características Mecánicas | | | Masa total | 1130 kg | Volumen de aceite | 345 Litros | | | | | | |
| Realizado por: | | Revizado por: | | Fecha: | | XXXX | | | | | | |



Anexo 4 Características de los conductores eléctricos

**CALIBRES DE CONDUCTOR DE TIERRA DE EQUIPOS – TABLA 250-122 DEL
NEC**

| TABLA 250-122 DEL NEC | | | | | | |
|---|---|--------|---|----------------|--------------------------|--|
| CALIBRES DE CONDUCTOR DE TIERRA DE EQUIPOS | | | | | | |
| CAPACIDAD NOMINAL DE LA PROTECCIÓN EN AMPERIOS | CALIBRES DE LINEA PRINCIPAL EN COBRE | | CAPACIDAD DE CORRIENTE EN FALLA * (AMP) | FACTOR K ** | SOBRECARG A PERMITIDA | CAPACIDAD SEGÚN TABLA 310- 16***. |
| | AWG | cmils | | | | |
| 15 | 14 | | | | | |
| 20 | 12 | 6530 | 155 | 7.7 | 125% | 25 |
| 30 | 10 | 10380 | 246 | 8.2 | 117% | 35 |
| 40 | 10 | 10380 | 246 | 6.1 | 88% | 35 |
| 60 | 10 | 10380 | 246 | 4.1 | 58% | 35 |
| 100 | 8 | 16510 | 391 | 3.9 | 50% | 50 |
| 200 | 6 | 26240 | 621 | 3.1 | 33% | 65 |
| 300 | 4 | | | | | |
| 400 | 3 | 52620 | 1,245 | 3.1 | 25% | 100 |
| 500 | 2 | | | | | |
| 600 | 1 | 83690 | 1,981 | 3.3 | 22% | 130 |
| 800 | 1/0 | 105600 | 2,499 | 3.1 | 19% | 150 |
| 1000 | 2/0 | 133100 | 3,15 | 3.2 | 18% | 175 |
| 1200 | 3/0 | 167800 | 3,972 | 3.3 | 17% | 200 |
| 1600 | 4/0 | 211600 | 5,008 | 3.1 | 14% | 230 |
| 2000 | 250 kcmil | 250000 | 5,914 | 3.0 | 13% | 255 |
| 2500 | 350 kcmil | 350000 | 8,285 | 3.3 | 12% | 310 |
| 3000 | 400 kcmil | 400000 | 9,467 | 3.2 | 11% | 335 |
| 4000 | 500 kcmil | 500000 | 11,834 | 3.0 | 19% | 380 |
| 5000 | 700 kcmil | 700000 | 16,568 | 3.3 | 9% | 460 |
| 6000 | 800 kcmil | 800000 | 18,935 | 3.2 | 8% | 490 |

* Un amperio por cada 42,25 circular mil por cinco segundos.
 **FACTOR K: Para calcular la capacidad de corriente en falla.
 ***Basada en 75 C para cable de cobre. Tabla 310-160

Tabla 45

| (IEEE 80-2000 sec 3.11) | | | | | | |
|---|------------------------------|-------------------------------|----------------|-------------------------------|---|--|
| Constantes de materiales | | | | | | |
| Tipo de material | Conductividad del material % | Factor α @ 20°C [1/°C] | K0 a 0°C (0°C) | Temperatura de fusión Tm [°C] | pr a 20°C [$\mu\Omega \cdot \text{cm}$] | TCAP Capacidad térmica [J/cm ³ ·°C] |
| Cobre Puro | 100 | 0,00393 | 234 | 1083 | 1,72 | 3,42 |
| Cobre Comercial | 97 | 0,00381 | 242 | 1084 | 1,78 | 3,42 |
| Acero recubierto de cobre | 40 | 0,00378 | 245 | 1084 | 4,4 | 3,85 |
| Acero recubierto de cobre | 30 | 0,00378 | 245 | 1084 | 5,86 | 3,85 |
| Barra de acero recubierto de cobre | 20 | 0,00378 | 245 | 1084 | 8,62 | 3,85 |
| Aluminio grado EC | 61 | 0,00403 | 228 | 657 | 2,86 | 2,56 |
| Aluminio 5005 | 53,5 | 0,00353 | 263 | 652 | 3,22 | 2,6 |
| Aluminio 6201 | 52,5 | 0,00347 | 268 | 654 | 3,28 | 2,6 |
| Acero recubierto de aluminio | 20,3 | 0,0036 | 258 | 657 | 8,48 | 3,58 |
| Acero 1020 | 10,8 | 0,0016 | 605 | 1510 | 15,9 | 3,28 |
| Barra de acero recubierto de acero inoxidable | 9,8 | 0,0016 | 605 | 1400 | 17,5 | 4,44 |
| Barra de cobre recubierto de Zinc | 8,6 | 0,0032 | 293 | 419 | 20,1 | 3,93 |
| Acero inoxidable 304 | 2,4 | 0,0013 | 749 | 1400 | 72 | 4,03 |

Tabla 46

| Propiedades mecánicas típicas de metales comerciales | | | |
|---|-----------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|
| Metal | Limite elástico (psi [Mpa]) | Resistencia a la tracción (psi [Mpa]) | Ductilidad % EL (en 2 pulg) |
| Oro | Nil | 19000 (130) | 45 |
| Aluminio | 4000 (28) | 10000 (69) | 45 |
| Cobre | 10000 (69) | 29000 (200) | 45 |
| Acero | 19000 (130) | 38000 (262) | 45 |
| Níquel | 20000 (138) | 70000 (480) | 40 |
| Titanio | 35000 (240) | 48000 (330) | 30 |
| Molibdeno | 82000 (565) | 95000 (655) | 35 |

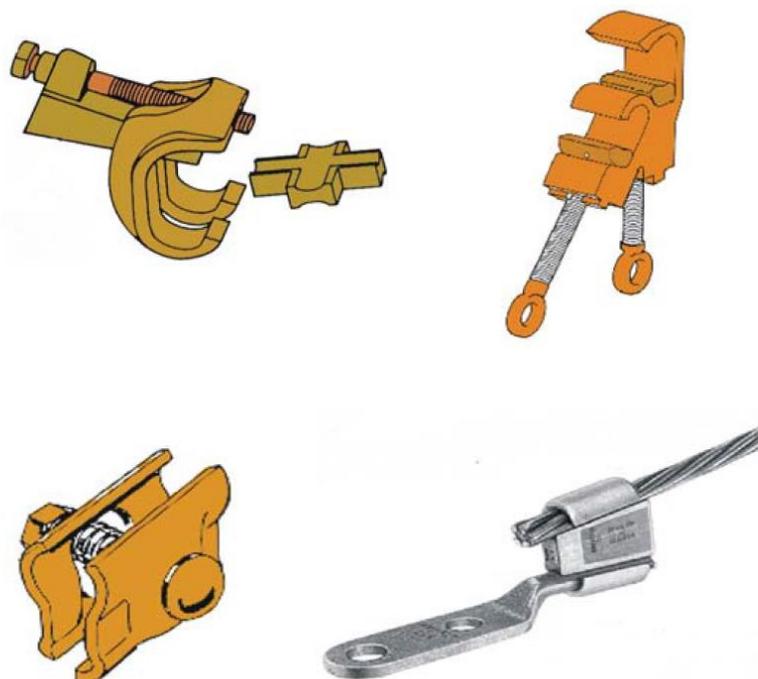
Tabla 47 Resistividad de los metales

| Material | Resistividad a 23°C en ohmios - metro | Material | Resistividad a 23°C en ohmios - metro |
|-----------------|--|-----------------|--|
| Plata | 1.59×10^{-8} | Nicromio | 1.50×10^{-6} |
| Cobre | 1.68×10^{-8} | Carbón | 3.5×10^{-5} |
| Oro | 2.20×10^{-8} | Germanio | 4.6×10^{-1} |
| Aluminio | 2.65×10^{-8} | Silicio | 6.40×10^2 |
| Tungsteno | 5.6×10^{-8} | Piel humana | 5.0×10^5 aprox. |
| Hierro | 9.71×10^{-8} | Vidrio | 10^{10} to 10^{14} |
| Acero | 7.2×10^{-7} | Hule | 10^{13} aprox. |
| Platino | 1.1×10^{-7} | Sulfuro | 10^{15} |
| Plomo | 2.2×10^{-7} | Cuarzo | 7.5×10^{17} |

Anexo 6 Tipos de conexiones para mallas de tierra.

Conexiones Mecánicas

“Existen en algunos conectores que actualmente están certificados, sin embargo es importante anotar que en el mercado se consiguen muchos que no están certificados y que prácticas como el entice no son adecuadas técnicamente

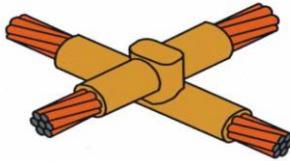


Soldadura Exotérmica

La anterior figura muestra los tipos de conexiones con soldadura exotérmica más comunes, a continuación se presenta un instructivo para su aplicación.



CABLE-CABLE CC-1



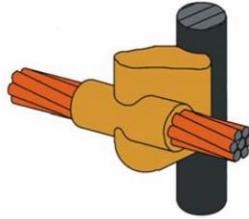
CABLE-CABLE EN T CC-11



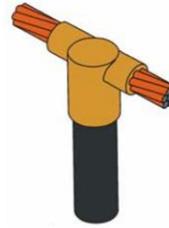
CABLE-PLATINA CS-3



VARILLA - VARILLA RR



CABLE-VARILLA CR-3



VARILLA CABLE EN T CR-2

- **Normas de Seguridad**

- * Aunque el entrenamiento es corto, sólo personal capacitado y entrenado debe aplicar esta soldadura.
- * La pólvora que se usa como iniciador es un material inflamable. Manéjela con sumo cuidado, alejándola de fuentes de calor o chispas.
- * Recuerde que los materiales no son explosivos, ni su ignición es espontánea. Se requieren 425 0C para la pólvora y 800 0C para la soldadura.
- * Está totalmente prohibido fumar para quienes manipulen la soldadura exotérmica.
- * Los humos generados no son tóxicos, pero sí densos, por lo que debe evitarse su inhalación. Use siempre mascarillas contra humos.
- * Como se originan temperaturas altas, es obligatorio el uso de guantes de cuero.
- * Si la va a aplicar en áreas clasificadas como peligrosas, debe hacerlo con moldes aprobados para este uso. (Ref. Exolón)
- * Almacene la soldadura en un lugar fresco y seco, para prolongar su vida útil.
- * Si no deja las superficies limpias y secas, la soldadura es de mala calidad.
- * El transporte por cualquier medio no representa peligro.

- **Preparación de Conductores de Cobre**

- * Se puede utilizar con cables, electrodos o platinas.
- * Efectúe los cortes de materiales con una mínima deformación.
- * En cables aislados, retire parte del encauchetado (aproximadamente 3 cm).
- * Limpie y seque al máximo las partes que van a soldarse, con telas limpias y cepillos.
- * Si hay presencia de grasa, retírela completamente con un solvente.
- * Si las condiciones ambientales son de elevada humedad relativa, seque el molde con un soplete, antes de la primera conexión.

- **Preparación de Conductores de Acero**

- * Limpie y seque las superficies al máximo.
- * Retire toda presencia de óxido, limpiando hasta que el metal adquiera brillo.
- * Para superficies galvanizadas, basta con remover el óxido

- **Procedimiento General de Aplicación**

- * Acondicione el área de trabajo, despejando todo elemento que impida movimientos libres.
- * Asegúrese que el molde esté limpio, seco y libre de escorias
- * Asegúrese que el cartucho y el molde son los adecuados al tamaño de los conductores que va a soldar.
- * Aloje los conductores correctamente en el lugar que les corresponde en el molde.
- * Si se presenta tensión en los cables, asegúrelos con un dispositivo mecánico mientras la aplica.
- * Cierre el molde y asegúrelo con la pinza.
- * Verifique la hermeticidad del molde y la posición de los conductores.
- * Si lo considera, deje marcas en los cables para verificar su posición.
- * Coloque el disco de acero sobre el hueco, de tal manera que lo tape y que no deje pasar soldadura a la parte inferior.
- * Destape el cartucho y vierta la soldadura en la cavidad del molde.

- * Aplique el iniciador o pólvora sobre la soldadura; haciendo camino hasta el borde, debajo de la tapa.
- * Verifique nuevamente la posición de los conductores.
- * Cierre la tapa del molde y accione el encendedor, separando la cara y retirando la mano rápidamente.
- * Espere 30 segundos.
- * Abra el molde, retírelo y colóquelo en una superficie seca.
- * Retire la escoria y los residuos.
- * Efectúe el control de calidad de la soldadura.
- * Limpie sistemáticamente el molde, con un papel, antes de la próxima soldadura.
- * Si emplea moldes desechables, rompa la cerámica y verifique la calidad.

- **Criterios de Calidad**

- * Repita la soldadura si no presenta la uniformidad del molde.
- * Repita la soldadura si presenta porosidad superior al 20% de su superficie o penetración de un clip hasta el cable.
- * Dé un par de golpes fuertes con un martillo, la soldadura debe resistir.
- * Un molde de buena calidad y bien cuidado puede durarle en promedio 50 soldaduras.
- * No aplique un gramaje distinto al especificado en el molde.
- * Utilice solamente materiales y accesorios originales.
- * Retire toda pintura de la zona a soldar⁴⁷

⁴⁷ Favio Casas Ospina, Curso de seguridad eléctrica integral, año 2006