

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**SISTEMA DE COSTEO PARA LA REVITALIZACIÓN  
DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS  
EN ACEITE HASTA 80 MVA Y 220 KV**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

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

**TOMMY ALONSO CORDOVA BOCANEGRA**

**PROMOCIÓN 2008-II**

**LIMA-PERÚ**

**2013**

A Dios, por darme las fuerzas en todos esos momentos difíciles, y por  
iluminarme durante el desarrollo de este informe

A mis padres, por su confianza y por su incondicional apoyo durante toda mi  
formación profesional, gracias a ellos estoy aquí

A Gigi, por su gran ayuda en la elaboración del informe, y por todas las  
cosas que hacía para animarme

A Manolo, Joel, Ale, Vicente y Ana por su apoyo emocional en los momentos  
más difíciles brindándome palabras de aliento

También, para todos aquellos que no haya mencionado es esta dedicatoria  
que influenciaron en el desarrollo del presente informe.

## ÍNDICE

	Pág.
PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	
1.1 GENERALIDADES	3
1.2 ANTECEDENTES	4
1.3 OBJETIVOS	5
1.4 JUSTIFICACIÓN	5
1.5 ALCANCE	6
CAPÍTULO II: CONCEPTOS GENERALES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS EN ACEITE	
2.1 CONCEPTOS GENERALES SOBRE LOS ELEMENTOS QUE INFLUYEN EN EL CÁLCULO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS EN ACEITE	
2.1.1 Núcleo magnético	7
2.1.2 Bobinas o devanados	13
2.1.3 Ajuste de la regulación	21
2.1.4 Aislamientos	23
2.1.5 Refrigeración de transformadores	25
2.1.6 Esfuerzos de cortocircuito	31
2.1.7 Cuba o tanque	34
2.1.8 Sistema de preservación de aceite	35
2.1.9 Fluidos aislantes	36

### III

#### 2.2 ACCESORIOS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE

2.2.1 Bushings	39
2.2.2 Radiadores	41
2.2.3 Ventiladores	42
2.2.4 Equipos de regulación de tensión	42
2.2.5 Conmutador de tomas en vacío	43
2.2.6 Conmutador de tomas bajo carga	44
2.2.7 Regulador automático de voltaje	53
2.2.8 Accesorios de protección propia de los transformadores	54

#### 2.3 PRUEBAS ELÉCTRICAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA 59

#### 2.4 COSTOS EN TRANSFORMADORES

2.4.1 Diseño óptimo de un transformador	62
---	----

### CAPÍTULO III: METODOLOGÍA PARA EL COSTEO DE REVITALIZACIÓN DE TRANSFORMADORES

#### 3.1 ALCANCES Y FASES DE LA REVITALIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

3.1.1 Rebobinado integral	65
3.1.2 Cambio de tensión y cambio de regulación	66
3.1.3 Repotenciación	67

#### 3.2 METODOLOGÍA PARA LA REVITALIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

3.2.1 Compresión de la solicitud – lista de exigencias	67
3.2.2 Concepto de solución – elaboración del proyecto preliminar	69
3.1.3 Elaboración del proyecto preliminar	71

#### 3.3 CÁLCULO ELÉCTRICO

3.3.1 Primera pantalla del software del cálculo eléctrico	74
---	----



## IV

3.3.2 Segunda pantalla del software del cálculo eléctrico	79
3.3.3 Tercera pantalla del software del cálculo eléctrico	80
3.3.4 Pantalla del software del cálculo de bobina multicapa	89
3.3.5 Pantalla del software del cálculo de bobina hélice	91
3.3.6 Pantalla del software del cálculo de bobina disco	92
3.3.7 Pantalla del software del cálculo de bobina regulación tipo capa	94
3.3.8 Pantalla de resultados del cálculo eléctrico	95
3.3.9 Pantalla de cálculo de radiadores y de estructura metálica	98
3.3.10 Resultado final: Hoja del diseño del transformador	102
3.4 CÁLCULO DE REFRIGERACIÓN	104
3.5 SELECCIÓN DE ACCESORIOS	104
3.5.1 Selección de bushings	109
3.5.2 Selección de relé buchholz	114
3.5.3 Selección del indicador de nivel de aceite	115
3.5.4 Selección del desecador	117
3.5.5 Selección de la válvula de seguridad o de alivio	119
3.5.6 Selección del indicador de temperatura de aceite	120
3.5.7 Selección del indicador de temperatura de devanados	121
3.5.8 Selección del indicador de presión de vacío (Manovacúmetro)	122
3.5.9 Selección del relé de presión súbita	123
3.5.10 Selección de las válvulas para todo el transformador	123
3.5.11 Selección de la vejiga de expansión	126
3.5.10 Selección de las ruedas del transformador	127
3.6 CÁLCULO DE LA MASA DEL ACEITE	128
3.7 SELECCIÓN DEL CONMUTADOR EN VACÍO	130
3.7.1 Descripción de los conmutadores en vacío	132
3.7.2 Tipos de contactos y distancias entre ellos	135
3.7.3 Tipos de montaje para los conmutadores en vacío	138
3.8 SELECCIÓN DEL CONMUTADOR BAJO CARGA	145

CONCLUSIONES	189
RECOMENDACIONES	191
BIBLIOGRAFIA	192
ANEXOS	197
ANEXO A.1: Especificaciones técnicas del transformador a revitalizar	
ANEXO A.2: Placa de características del transformador a revitalizar	

## PRÓLOGO

La revitalización de transformadores de potencia viene tomando importancia en los últimos años en las empresas de generación, transmisión y distribución eléctrica, debido a que cuentan con transformadores que han fallado y se encuentran inoperativos, o tienen transformadores antiguos que siguen en funcionamiento pero la vida útil del transformador va disminuyendo; por ello, la opción de la revitalización de transformadores resulta importante, dado que incrementa la vida útil de los transformadores de potencia con resultados positivos en los aspectos ecológico y económico.

En el presente informe de suficiencia, se planteó la opción del revitalizado de transformadores en sus diferentes casos, y asimismo el costeo del revitalizado de un transformador de potencia en específico.

El presente informe de suficiencia, ha sido dividido en cuatro (4) capítulos que a continuación se detallan:

En el capítulo I, se describe las generalidades, los antecedentes y la situación actual del parque de transformadores en el país, el objetivo del trabajo, la justificación del planteamiento de la solución, y finalmente los alcances del presente informe.

En el capítulo II, se presenta los conceptos generales de los transformadores de potencia inmersos en aceite, como también la descripción de

los elementos más importantes para el cálculo de transformadores, los accesorios que lleva normalmente un transformador de potencia, las pruebas eléctricas que se realiza y los factores que influyen en los costos de los transformadores.

En el capítulo III, se describe la metodología para el costeo de revitalización de transformadores de potencia. Desde los alcances de revitalizado, la metodología planteada para el revitalizado, el cálculo eléctrico, el cálculo de refrigeración, la selección de accesorios del transformador, el cálculo de contenido de aceite en el transformador, la selección del conmutador en vacío o bajo carga del transformador, y finalmente el costeo del transformador en base al cálculo eléctrico, de refrigeración y selección de equipos.

En el capítulo IV, se desarrolla un caso específico aplicando la metodología descrita en el capítulo III.

Finalmente se presentó las conclusiones y recomendaciones obtenidas del desarrollo del presente informe.

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 GENERALIDADES**

En casi todo lugar en donde existe población e industrias uno encontrará por lo menos un transformador. Pero mientras se mantenga trabajando y entregando energía para iluminación, equipos electrodomésticos o máquinas de las industrias, nadie pensará en ellos. Sin embargo, los transformadores son una de las unidades más importantes de cada proceso de producción; sin ellos, las actividades básicas de casi todas las empresas e industrias se detendrían, lo cual traería consecuencias muy serias.

Al respecto, existe un incremento continuo de la demanda de los transformadores de potencia; además de ello, la tendencia a cambiar a voltajes más altos en sistemas de transmisión de energía eléctrica y el aumento de la corriente y del voltaje. Aparte de ello, tenemos transformadores cuya vida útil ya está llegando a su fin, o en otros casos existen transformadores que han fallado y están fuera de servicio, y no se sabe qué hacer con ellos.

Para ello, se está planteando una alternativa solución a aquellas empresas que se encuentren en esta situación; es decir, se les ofrece una reparación, repotenciación o revitalización a su transformador.

## 1.2 ANTECEDENTES

En teoría, un transformador es una máquina que tiene una vida útil “casi eterna”; sin embargo, a partir de estudios recientes de empresas aseguradoras, se ha demostrado que la edad media para los transformadores en general, es del orden de los 25-30 años. Durante este periodo de tiempo los transformadores se encuentran sometidos a diferentes esfuerzos mecánicos, térmicos y dieléctricos, que indefectiblemente influyen en el grado de envejecimiento de los aislamientos, en la operación de los conmutadores de tomas y en los bushings; por otro lado, un factor que incrementa la probabilidad de falla es la carencia de un plan de mantenimiento adecuado, pues muchos de estos transformadores no cuentan con uno.

La situación actual de transformadores en el país es la presencia de una flota antigua de dichos equipos; además, se tiene un parque de transformadores fallados y hay incertidumbre en qué hacer con ellos. Ante esto, los proveedores ofrecen comúnmente transformadores nuevos como reemplazo, ya que no tienen confianza con otros proveedores que ofrecen la reparación del transformador, mas no la ingeniería necesaria para dar la confianza en el servicio, y por último, los propietarios de los transformadores tienen el paradigma de que los transformadores reconstruidos no son confiables y no ofrecen la garantía de uno nuevo.

La solución que se está fomentando es que el parque existente de transformadores, cuya vida útil llegó a su fin, pueda recuperar su funcionalidad mediante la revitalización de transformadores. Este proceso se encarga de restaurar e incrementar la vida útil del transformador, incluso puede incrementar su capacidad dándole un valor agregado; es decir, un transformador, cuyo ciclo de

vida llegó a su fin, puede recuperar las características originales propias de uno nuevo. Dicho proceso implica reemplazar algunos componentes críticos que se deterioran con el uso y el paso del tiempo y a la vez conservar otros elementos que puedan reutilizarse en el transformador revitalizado.

Esta extensión de la vida útil de un transformador tiene un impacto económico y ecológico positivo como consecuencia tanto de la reutilización de materiales como de la reingeniería de optimización de máquinas.

### **1.3 OBJETIVO**

Elaborar un Sistema de Costeo para la revitalización de Transformadores de Potencia inmersos en aceite hasta 80 MVA con niveles de Tensión hasta 220 kV.

### **1.4 JUSTIFICACIÓN**

En los últimos años se ha empezado a fomentar esta solución a las empresas del rubro eléctrico, mineras e industria en general, demostrando bastante interés en la revitalización de transformadores, más aun, dichas empresas muestran sus problemas y solicitudes respecto a sus transformadores. Por ello, se realiza la ingeniería para brindarle la mejor solución técnica a su solicitud, y con esta ingeniería desarrollada se realiza el cálculo económico, donde finalmente se presenta la mejor oferta técnica y económica. En base al resultado del trabajo realizado, se ha elaborado un sistema de costeo o metodología para el cálculo técnico y económico de la revitalización de transformadores, el cual es el tema del presente informe de suficiencia profesional.

## **1.5 ALCANCE**

El presente informe pretende dar el procedimiento de realización de una ingeniería básica para brindar la solución de revitalización de transformadores y, luego de la ingeniería, realizar el cálculo de costos para presentar la mejor oferta técnica y económica al cliente.

Esta ingeniería básica consiste en realizar el diseño eléctrico del transformador que se refleja en calcular a la impedancia de cortocircuito deseada, en llegar a las pérdidas eléctricas garantizadas y que el transformador soporte los esfuerzos de cortocircuito ante una eventual falla. También, se incluye el cálculo de refrigeración y la selección de accesorios a reemplazar como los bushings, conmutador de tomas y demás accesorios de protección del transformador.

Para ello se ha delimitado ciertos parámetros como el nivel de tensión hasta 220 kV, y también la potencia hasta 80 MVA, ya que para transformadores de potencia y tensión fuera del rango planteado, se aplica otro tipo de tecnología. Sin embargo, los lineamientos se podrían cumplir en otro tipo de transformadores, incluso en el caso que se oferte transformadores nuevos, siempre y cuando se realicen algunas modificaciones.



## **CAPÍTULO II**

### **CONCEPTOS GENERALES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS EN ACEITE**

#### **2.1 CONCEPTOS GENERALES SOBRE LOS ELEMENTOS QUE INFLUYEN EN EL CÁLCULO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS EN ACEITE**

##### **2.1.1 Núcleo Magnético**

El núcleo, que proporciona el trayecto magnético para canalizar el flujo, se construye a partir de láminas delgadas de acero. Estas láminas son fabricadas específicamente para su uso en transformadores. El acero del núcleo tiene bajo contenido en carbono <0,1%. El aumento del contenido de carbono tiene una influencia perjudicial en las pérdidas por histéresis, así como en las propiedades de envejecimiento. El acero del núcleo es una aleación con silicio (Si). El silicio aumenta la resistencia eléctrica específica, que a su vez reduce las pérdidas por corrientes parásitas o corrientes de Eddy en el núcleo. El aumento del contenido de silicio hace que el acero del núcleo sea frágil, por lo que el contenido se mantiene por debajo de 3%.

Hoy en día, sólo el acero de granos orientados se utiliza. Debido a la laminación en frío, los dominios magnéticos en la chapa de acero tienden a orientarse en la dirección de la laminación. Uno consigue un material con

propiedades de pérdida muy buenos en la dirección de laminación, y las propiedades correspondientemente pobres en la dirección transversal.

Debido a la introducción de acero de granos orientados hace que durante la fabricación la permeabilidad sea mayor y las pérdidas de histéresis sean menores cuando el flujo esta en la dirección del grano. Desafortunadamente, las propiedades de este acero para un flujo que va en contra del grano son mucho peor que el acero de grano no orientado. Por lo tanto, para el diseño del núcleo se tiene que considerar esto. Cuando se utiliza acero de grano orientado, las secciones de laminación están biseladas en un ángulo de  $45^\circ$  de modo que cuando la dirección de flujo cambia por  $90^\circ$ , sigue más o menos todavía el grano de cada uno de los segmentos. La figura 2.1 muestra una superposición de la esquina con secciones del núcleo con bordes traslapados a  $45^\circ$ . El grano del acero se orienta a lo largo de la longitud de las láminas en las direcciones horizontal y vertical. Las capas alternas se cortan en longitudes ligeramente diferentes y sus esquinas tienen formas ligeramente diferentes.

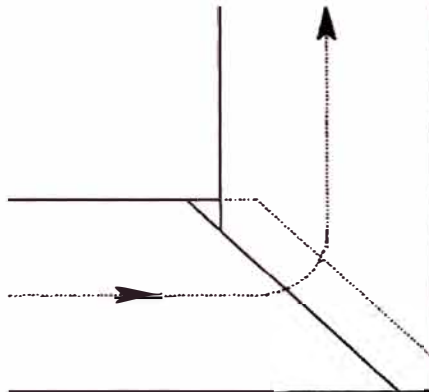


Figura 2.1. Transición del flujo en la esquina del núcleo traslapado

Para minimizar las pérdidas por las corrientes de Eddy, las láminas deben estar aisladas una de otra. Anteriormente era común el uso de barniz o de papel. Hoy en día el acero del núcleo se entrega aislado ya listo del fabricante. El

aislamiento es un material inorgánico compatible con el aceite del transformador y es resistente a la corrosión y a la temperatura. El revestimiento aislante es muy delgada  $<4 \mu\text{m}$ . Las pérdidas por corrientes parásitas o de Eddy en el acero del núcleo son proporcionales al cuadrado del espesor. Por lo tanto, las láminas de acero tienen que ser delgadas a fin de reducir las pérdidas sin carga. Los espesores típicos son de 0,23 mm a 0,30 mm.

La sección transversal de un núcleo de transformador puede ser cuadrada o rectangular, sin embargo, la forma redonda se utiliza en transformadores más grandes, en donde las bobinas tienen una sección transversal redonda. Con un núcleo redondo con bobinas redondas, la utilización del espacio y de los materiales es más eficiente. El concepto de una sección transversal circular con láminas de acero delgadas no es tan difícil, aunque esto complica el diseño. En el diseño por lo general se aproxima que el núcleo sea circular, como se muestra esquemáticamente en la figura 2.2 Tenga en cuenta que las láminas reales son demasiado delgadas para mostrar de forma individual. Los espacios vacíos entre el núcleo y la bobina circular se llena con espigas de madera u otros materiales separadores para mejorar la resistencia mecánica del transformador.

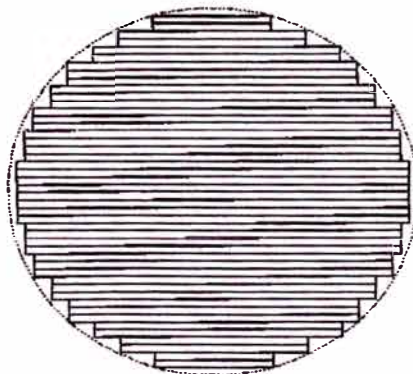


Figura 2.2. Desarrollo de una sección circular del núcleo

Al igual que otros componentes en el transformador, el calor generado por el núcleo debe ser adecuadamente disipado. Mientras que el acero y el revestimiento puede ser capaz de resistir temperaturas muy altas, puede entrar en contacto con materiales aislantes con capacidades térmicas limitadas. En grandes unidades, se utilizan conductos de refrigeración en el interior del núcleo como un área superficial adicional de convección, y las secciones de las láminas se pueden dividir para reducir las pérdidas localizadas. La tierra del núcleo es generalmente un punto accesible fácilmente al interior del tanque, pero también puede ser llevado a través de un bushing en la pared del tanque o la parte superior para el acceso externo. Este punto de conexión a tierra debe ser desmontable para propósitos de prueba, tales como tierras de núcleo no intencionales. La densidad de flujo máximo del acero del núcleo es normalmente diseñada de manera práctica, cerca de la rodilla de la curva de saturación. Para los transformadores de potencia la densidad de flujo es típicamente entre 1,3 T y 1.8T, donde el punto de saturación para el acero magnético estar alrededor de 2,03 T a 2,05 T.

Hay dos tipos básicos de construcción del núcleo utilizado en transformadores de potencia: los tipo núcleo y tipo acorazado. En la construcción del tipo núcleo, hay un solo camino para el circuito magnético. La figura 2.3 muestra un esquema de un núcleo monofásico, con las flechas que indican el camino magnético. Para aplicaciones monofásicas, los devanados se dividen típicamente en ambas columnas núcleo como se muestra. En aplicaciones trifásicas, los devanados de una fase particular están típicamente en la misma columna del núcleo, tal como se ilustra en la figura 2.4. La figura 2.5 muestra un núcleo trifásico de tres columnas, los cuales están magnéticamente conectados uno con el otro en la parte superior e inferior por los yugos o culatas. El espacio disponible para los

bobinados es llamado Ventana. Los devanados se construyen por separado del núcleo y se coloca sobre las respectivas columnas del núcleo durante el ensamble del núcleo.

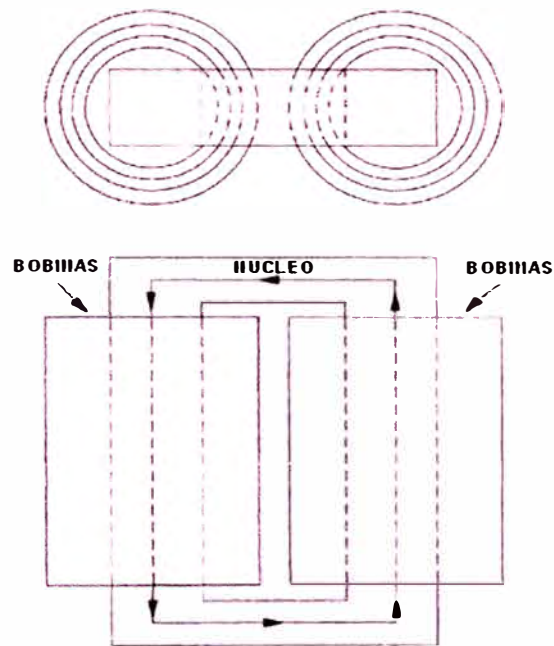


Figura 2.3. Esquema de la construcción de un transformador monofásico tipo núcleo

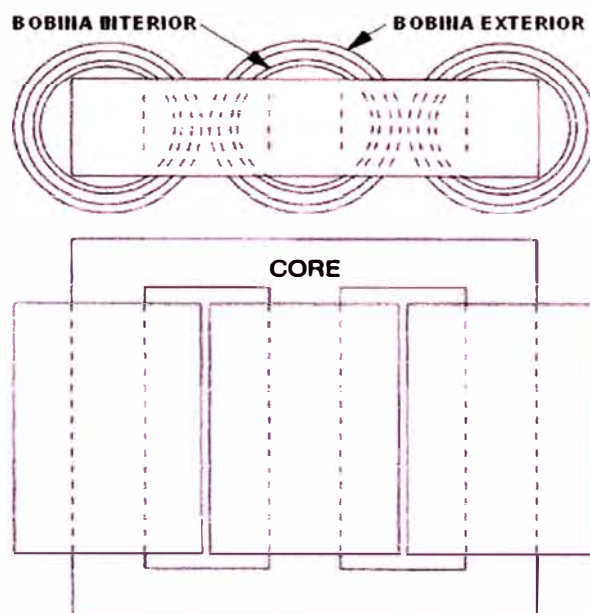


Figura 2.4. Esquema de la construcción de un transformador trifásico tipo núcleo

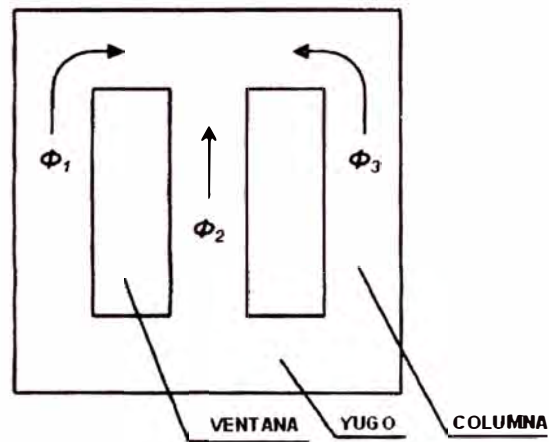


Figura 2.5. Núcleo trifásico de tres columnas

Otra posibilidad es el de hacer tres transformadores monofásicos en vez de uno trifásico. El núcleo para transformadores monofásicos puede ser hecho de diferentes formas, una con una columna al medio en donde están ubicadas las bobinas y dos columnas laterales para el retorno del flujo o un núcleo de dos columnas con bobinas. Una ventaja con un transformador monofásico es que en una unidad de repuesto es mas barato que una unidad trifásica.

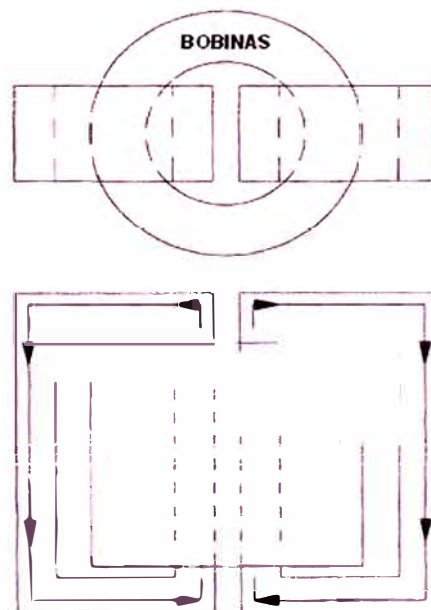


Figura 2.6. Esquema de la construcción de un transformador monofásico tipo acorazado

En la construcción del tipo acorazado, el núcleo proporciona varias rutas para el circuito magnético. La figura 2.6 es un esquema de un núcleo monofásico tipo acorazado, con las dos trayectorias magnéticas ilustradas. El núcleo es típicamente apilado directamente alrededor de los devanados, aunque algunas aplicaciones son tales que el núcleo y los devanados están ensamblados similar a la forma de núcleo. Debido a las ventajas en el desempeño cuando ocurre un corto circuito y tensiones transitorias, los núcleos tipo acorazado tienden a ser utilizados con mayor frecuencia en transformadores de gran potencia, donde las condiciones pueden ser más graves. Las variaciones de la construcción de los transformadores trifásicos tipo acorazado incluyen cinco y siete columnas, dependiendo del tamaño y la aplicación.

### **2.1.2 Bobinas o Devanados**

Los devanados o bobinas constan de conductores que llevan corriente, que están enrollados alrededor de la sección del núcleo. Los devanados deben estar apropiadamente aislados, apoyados, y refrigerados para soportar las condiciones de operación y las pruebas eléctricas.

El cobre y el aluminio son los materiales principales que se utilizan como conductores de los transformadores de potencia. Mientras que el aluminio es más ligero y menos costoso que el cobre. El cobre tiene una mayor resistencia mecánica y se usa casi exclusivamente en todo, menos, en los transformadores más pequeños, donde los conductores de aluminio pueden ser perfectamente aceptables.

Los conductores usados en transformadores de potencia generalmente tienen una sección transversal rectangular, aunque algunos transformadores

pequeños pueden utilizar conductores tipo láminas o tipo folio. La forma del conductor devanado en transformadores de potencia es usualmente rectangular para utilizar de la forma mas efectiva el espacio disponible, con el incremento del área conductora, los conductores deben ser divididos en dos o mas elementos conductores paralelos con el fin de reducir las perdidas por corriente de Eddy en las bobinas y también facilitar su construcción. Cada platina es aislada con cintas de papel solapadas a mitad y luego barnizadas en caliente con laca tipo esmalte. El aislante esta constituido de delgadas cintas de papel, arrollado a lo largo de las platinas como se indica en la figura 2.7.

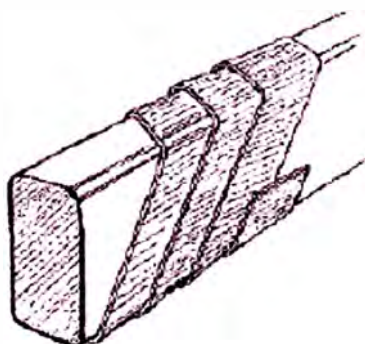


Figura 2.7. Platina aislada con papel

Múltiples conductores pueden bobinarse en paralelo y unirse entre sí en los extremos de la bobina, en cuyo caso es necesario transponer los conductores en varios puntos a lo largo del devanado para prevenir que aparezcan las corrientes circulantes. Conductores individuales pueden estar sometidos a diferentes campos de flujo debido a sus posiciones respectivas en el bobinado, que crea diferencias en tensiones entre los conductores y las corrientes circulantes a través del circuito de los conductores. La transposición correcta de los conductores anula esas diferencias de tensión y elimina o reduce en gran medida las corrientes circulantes.



Un tipo especial de conductor es el cable continuamente transpuesto (CTC). Este cable se construye de hasta dos capas de platinas aisladas con esmalte colocadas axialmente una sobre la otra, como se muestra en la figura 2.8. Cuando atraviesa el mismo flujo en un ciclo de transposición completa, todas las platinas reciben el mismo voltaje inducido y se evitan corrientes circulantes entre estas.

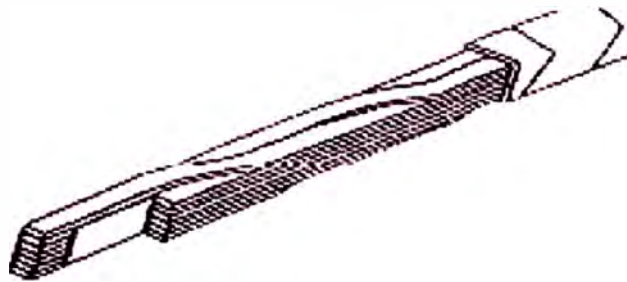


Figura 2.8. Cable continuamente transpuesto

Los devanados concéntricos están típicamente bobinados sobre cilindros con cuñas unidas para formar un ducto entre las bobinas, o entre bobina y núcleo. El flujo del líquido aislante que pasa a través de los devanados, puede basarse únicamente en la convección natural, o el flujo puede ser algo controlado mediante el uso de barreras colocadas estratégicamente dentro del devanado. La figuras 2.9 muestra las disposiciones de devanados que comparan el flujo no dirigido y dirigido. Este concepto se refiere a veces como flujo guiado de líquido (oil guides).

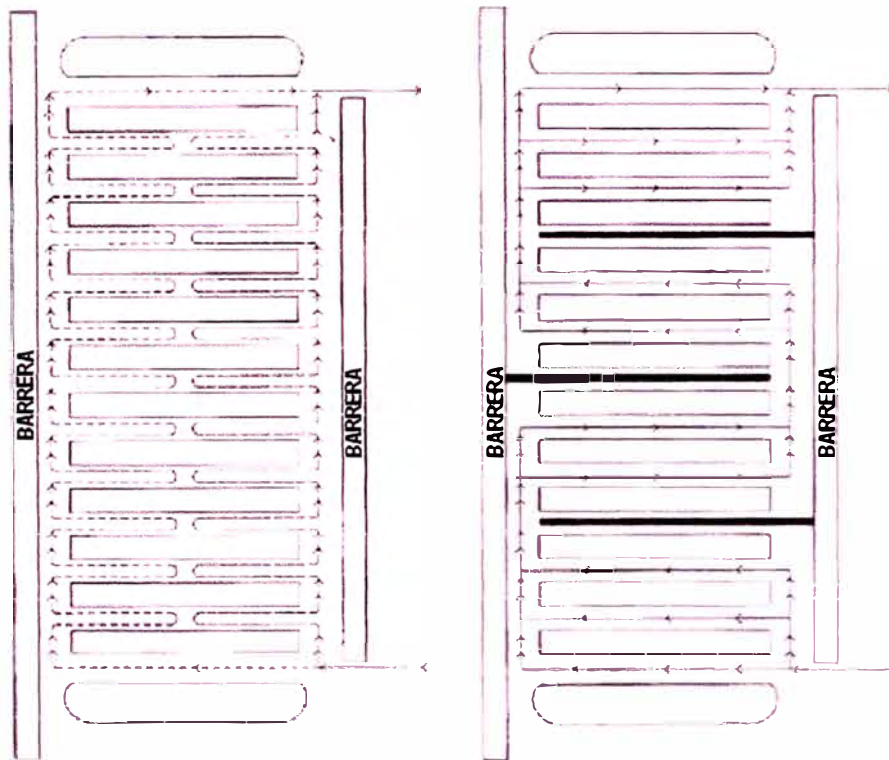


Figura 2.9. A la izquierda, flujo no dirigido; a la derecha, flujo dirigido

Para evitar los esfuerzos dieléctricos locales la superficie del conductor debe ser lisa y sin rugosidades, además las esquinas deben estar redondeadas adecuadamente. El número de espiras y la corriente en el bobinado determinan principalmente la elección del tipo de bobinado, estas pueden ser divididas en cuatro tipos principales:

- Bobina tipos capa
- Bobina tipo hélice
- Bobina tipo disco
- Bobina tipo folio

A continuación se describen las características de cada uno de los tipos de bobinado.

### a) Bobina tipo capa

La bobina tipo capa es uno de los devanados más simples, donde los conductores aislados son bobinados directamente junto a la otra alrededor del cilindro y los canales.

Las espiras son dispuestas axialmente a lo largo del bobinado. Las espiras consecutivas son encerradas una dentro de las otras, con las capas separadas por un aislamiento sólido, cuñas, o una combinación de ellos, el bobinado puede ser hecho de una sola capa o de capas múltiples. Varios conductores se pueden bobinar en paralelo si la magnitud de la corriente así lo exige.

Las variaciones de este devanado se utilizan principalmente para las bobinas de regulación utilizadas en transformadores con conmutador bajo carga. La figura 2.10 muestra un bobinado tipo capa durante el montaje, que será utilizado como bobina de regulación en un transformador de potencia con conmutador bajo carga.

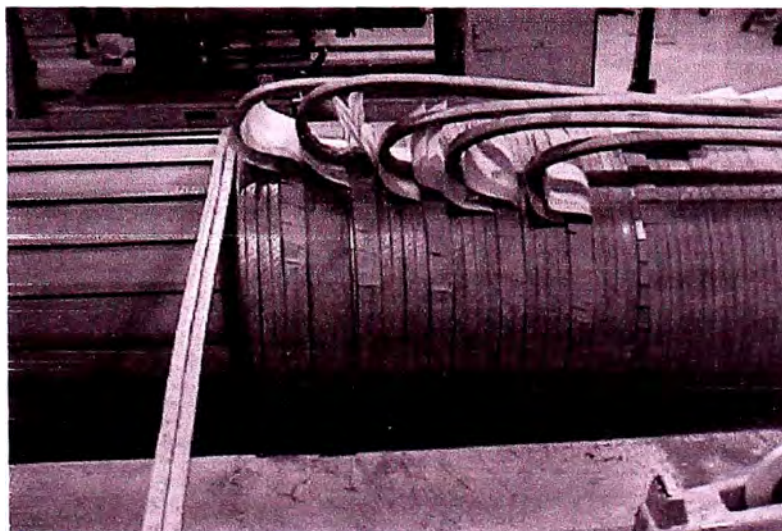


Figura 2.10. Bobinado tipo capas, con dos conductores en paralelo

**b) Bobina tipo Hélice**

Las bobinas tipo hélice se parecen a la forma de un tornillo o de una espiral. Un devanado tipo hélice consta de unas pocas a más de 100 espiras generalmente aislados en paralelo continuamente a lo largo de la longitud del cilindro, con separadores insertados entre las vueltas adyacentes o discos con las adecuadas transposiciones incluidas.

El bobinado tipo hélice es usado para altas corrientes, donde la corriente es repartida entre varias platinas paralelas. Debido a esto las dimensiones de cada platina puede ser razonablemente pequeña para obtener bajas pérdidas por corrientes de Eddy. Para evitar las corrientes circulantes entre platinas, la posición de cada una de estas debe ser cambiada de tal manera que cada una encierre la misma cantidad de campo magnético. El voltaje inducido en cada ciclo formado por cada platina deberá ser el mismo. Sin esta precaución llamada transposición, la distribución de corriente en las platinas sería desigual, esto crearía zonas de alta temperatura e incremento de pérdidas.

El material conductor que puede ser dispuesto dentro de un volumen es alto comparado con otros bobinados. Por esto el bobinado tipo hélice tiene un alto factor e espacio, el cual es beneficioso para obtener una buena relación entre la masa total y las pérdidas totales. Además, es mecánicamente más robusto y de fácil fabricación, particularmente cuando se usa cable continuamente transpuesto. La figura 2.11 muestra una bobina tipo hélice durante el proceso de bobinado.

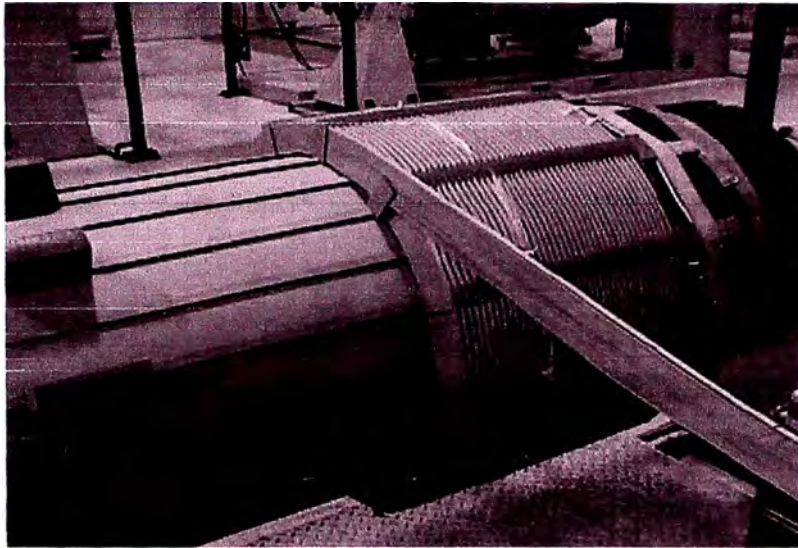


Figura 2.11. Bobinado tipo hélice, durante el bobinado

### c) Bobinado tipo disco

Este concepto es usado para bobinados con un gran número de espiras y corrientes relativamente pequeñas. Un devanado tipo disco puede incluir un solo conductor o varios conductores aislados entre si, bobinados en una serie de discos paralelos de orientación horizontal, a su vez estos discos conectados ya sea en el interior o en el exterior como un punto de cruce. Cada disco consta de varias espiras bobinadas sobre otras espiras, alternando con los cruces entre el interior y el exterior. La figura 2.12 se describe el concepto básico, y la figura 2.13 muestra cruces típicas durante el proceso de bobinado. La mayoría de los bobinados de clase 52 kV a más, son de tipo disco. Dadas las altas tensiones implicadas en las pruebas y operación, se requiere atención especial para evitar las altas tensiones entre los discos y las espiras cerca del extremo del bobinado cuando se someten a tensión transitorias. Numerosas técnicas han sido desarrolladas para asegurar una distribución de tensión a lo largo del devanado aceptable bajo estas condiciones.

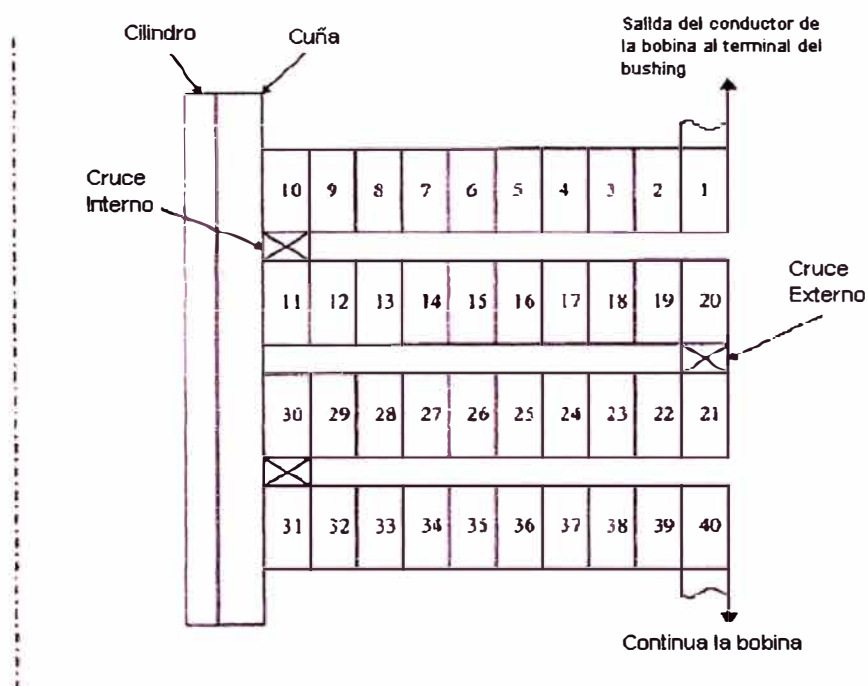


Figura 2.12. Disposición básica de una bobina tipo disco

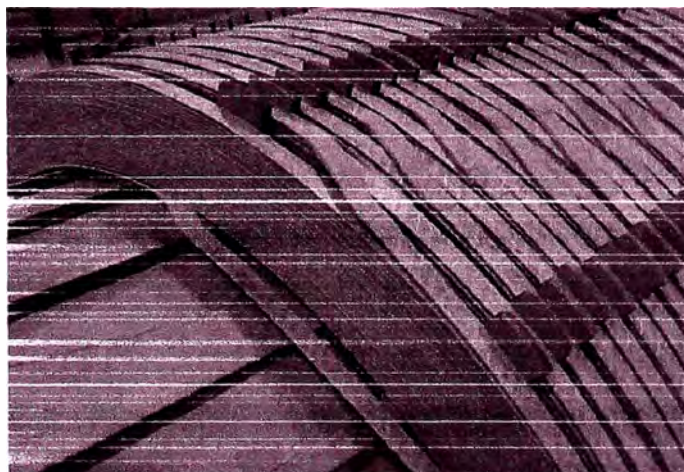


Figura 2.13. Bobina tipo disco con cruces internos y externos

#### d) Bobina tipo folio

Esta hecha de láminas de cobre o aluminio cuyos espesores varían desde algunas décimas de milímetro hasta unos pocos milímetros. La principal ventaja es que las fuerzas mecánicas axiales que actúan sobre los bobinados dentro del transformador debido a la corriente de cortocircuito son pequeñas, además tiene



otra ventaja: el tiempo de fabricación es corto. Las bobinas de folio son ampliamente aplicadas en bobinados de bajo voltaje en transformadores de distribución.

### 2.1.3 Ajuste de la regulación

La habilidad de ajustar las espiras de regulación de un transformador es usualmente deseable para compensar las variaciones de tensión que ocurren debido a la regulación del transformador y la carga del mismo. Hay una diferencia significativa entre un transformador que es capaz de cambiar la relación cuando esta con carga, energizado (Conmutador bajo carga) y otro que debe de hacerse sin carga, desenergizado (Conmutador en vacío). A continuación se describe cada tipo de regulación:

#### a) Regulación en vacío

En la regulación en vacío se utiliza un conmutador en vacío (DETC), que consiste en un tipo de selector donde las bobinas están conectadas al conmutador que a su vez, es operado con un mando que es colocado sobre la tapa o en la pared del transformador. Este conmutador está diseñado para trabajar por debajo del nivel de aceite y no está diseñado para romper el circuito, nunca debe ser operado hasta que el transformador haya sido desconectado desde la alimentación. La figura 2.14 muestra un diagrama para este tipo de regulación.

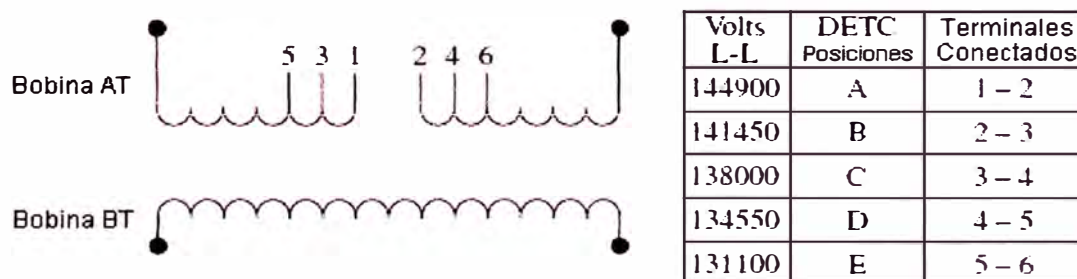


Figura 2.14. Esquema de conexión de regulación en vacío en AT

### b) Regulación bajo carga

Para transformadores de potencia, es necesario colocar una bobina de regulación para evitar los vacíos de los ampere-vueltas que ocurren a lo largo de la bobina.

Para grandes rangos de regulación del voltaje las espiras de regulación son dispuestas en una bobina separada. El tipo de bobinado es tipo capa o tipo hélice. Las espiras para cada escalón de regulación están distribuidas a lo largo de la altura del bobinado y están conectadas en serie por medio de conexiones de cables fuera del bobinado.

La solución de diseño mas económica es la de localizar la bobina de regulación (eléctricamente) en el punto neutro de una bobina conectada en estrella, donde la diferencia de potencial entre las tres fases es pequeña. Con esto se obtiene una conmutación de tomas simple y barata.

*Lineal      Mas- Menos      Grueso-Fino*

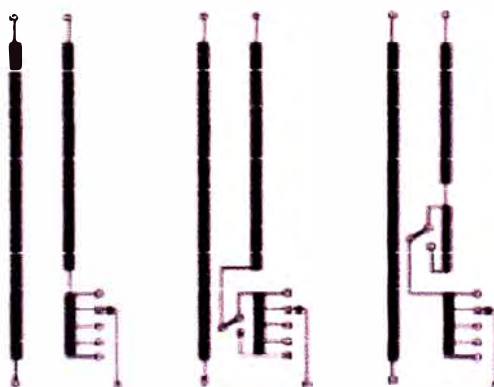


Figura 2.15. Tipos de regulación de tensión: Lineal, Mas-Menos y Grueso-Fino

Para pequeños rangos de regulación (10% del valor nominal) es común el uso de la regulación lineal. Para grandes rangos de regulación, una regulación más-



menos puede ser más adecuada. La tercera disposición es la regulación gruesa-fina, donde la función de regulación es dispuesta en dos bobinados, uno para los escalones gruesos y otro para los escalones finos, según se muestra en la figura 2.15.

#### 2.1.4 Aislamientos

Las bobinas están dispuestas como cascarones concéntricos alrededor de la columna del núcleo. El aislamiento entre bobina y núcleo, y entre bobinas es construido como un sistema de barreras. La distancia de aislamiento entre dos componentes de diferencia de potencial es dividida en un número de segmentos por medio de planchas de cartón prensado perpendicularmente al campo de esfuerzo. Esto significa que las planchas de cartón prensado deben tener idealmente la forma de superficies equipotenciales. Cuñas fabricadas de cartón prensado orientadas verticalmente gobiernan la distancia entre dos barreras adyacentes así como también los bobinados.

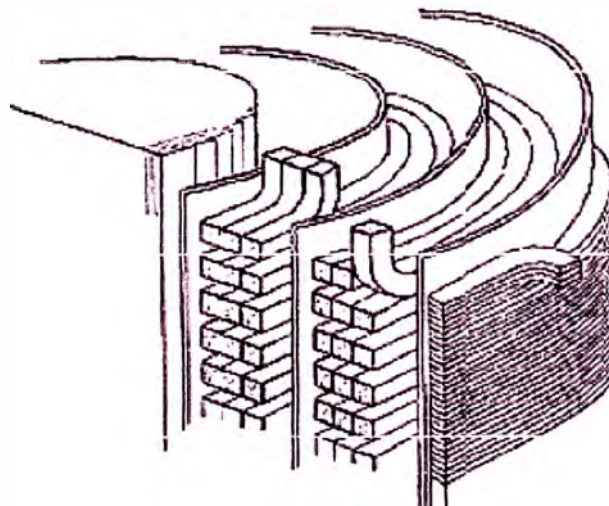


Figura 2.16. Una bobina tipo hélice cerca al núcleo, seguida de una bobina tipo disco y una bobina tipo capa para la regulación

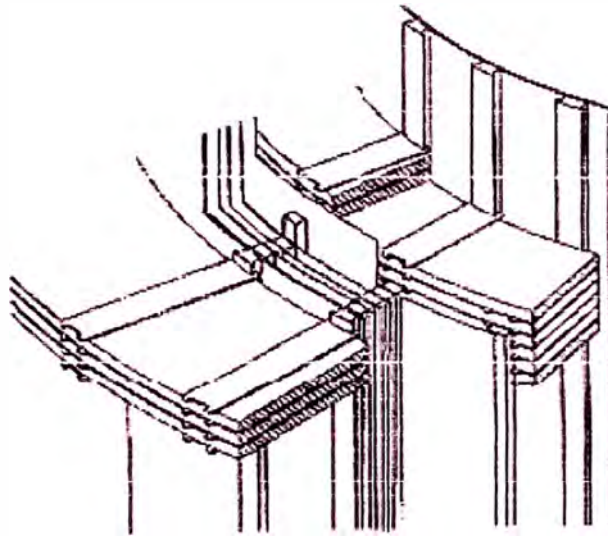


Figura 2.17. Disposición de barreras entre bobinas

Bobinas con un alto potencial en sus terminales tienen un sistema de barrera extendido para cubrir la distancia al yugo, elementos de cartón prensado con formas angulares son posicionados alternadamente en el interior y exterior del sistema de barrera del bobinado. El diseño debe prever necesariamente canales para la circulación de aceite en la bobina. La figura 2.18 muestra una disposición con anillos protectores. Un anillo de protección con un gran radio de borde y su aislamiento uniformiza los esfuerzos en las salidas de la bobina. Además, un anillo de protección incrementa la capacitancia en serie en una bobina de discos, el cual reduce la no linealidad de la distribución del voltaje a lo largo del bobinado durante condiciones transitorias de voltaje y reduce los esfuerzos dieléctricos en el bobinado.

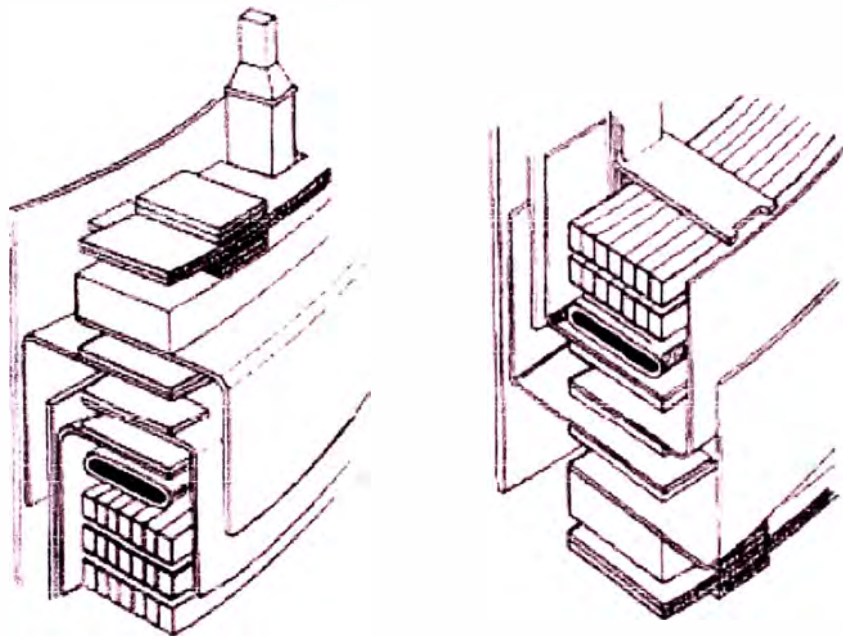


Figura 2.18. Bobinas de alta tensión encerradas por anillos angulares hacia los yugos y anillos de protección a la salida de la bobina

El anillo de protección tiene un núcleo de cartón duro. Una hoja metálica es enrollada alrededor de este núcleo, pero la hoja no toma forma de una espira cerrada. La hoja es conectada al conductor de la bobina cerca a la salida de la bobina. Afuera la hoja es cubierta por papel.

### 2.1.5 Refrigeración de Transformadores

El circuito magnético y las bobinas son las fuentes principales de pérdidas y resultante aumento de la temperatura en varias partes de un transformador. Pérdidas en el núcleo, pérdidas del cobre en las bobinas, pérdidas eddy y las pérdidas debida a las fugas y/o alta corriente de campo que son principalmente responsables de la generación de calor dentro del transformador.

A veces hay conexiones eléctricas sueltas dentro del transformador, que produce un contacto de alta resistencia, causando altas temperaturas. El calor generado debido a todas estas pérdidas se deben disipar sin permitir que el núcleo,

bobinas y partes estructurales alcancen una temperatura que cause un deterioro del aislamiento. Si el aislamiento se somete a temperaturas más altas que el valor permitido por un largo tiempo, se pierde las propiedades de aislante, en otras palabras el aislamiento se envejece, afectando gravemente la vida del transformador. Hay dos principales características del aislamiento dieléctrico: la rigidez dieléctrica y la resistencia mecánica. La rigidez dieléctrica del aislamiento envejecido en aceite permanece elevada hasta una cierta temperatura después de la cual se reduce rápidamente. En este punto el material de aislamiento se vuelve frágil y pierde su resistencia mecánica. Por lo tanto, es principalmente la resistencia mecánica que se ve afectado por las altas temperaturas y el envejecimiento, que a su vez afecta a la rigidez dieléctrica.

Los valores de máxima temperatura de aceite y de las bobinas dependen de la temperatura ambiente, del diseño del transformador, condiciones de carga y el sistema de refrigeración proporcionado. Los límites para la temperatura ambiente y los límites correspondientes a la elevación de temperatura del aceite y de las bobinas se especifican en las normas internacionales. Como la temperatura ambiente varía de un país a otro, los límites podrían ser diferentes para los distintos países. Por ejemplo, en la norma IEC 60076-2, una temperatura ambiente máxima de 40 °C se especifica con un límite de elevación de temperatura del aceite (top oil) en 60 °C. En un país donde el ambiente máxima temperatura es 50 °C, el límite de la elevación de la temperatura del aceite debe ser reducido a 50 °C. Si el lugar de instalación es más de 1000 metros sobre el nivel del mar, la elevación de la temperatura admisible para los transformadores se reduce de acuerdo con las directrices dadas en las normas por el hecho de que la densidad del aire se reduce con el aumento en la altitud reduciendo la eficacia de la refrigeración. La altitud

básicamente afecta a la transferencia de calor por convección y no la radiación. Una corrección inversa correspondiente se aplica cuando la altitud de ubicación de la fábrica está por encima de 1000 m y la altura del lugar de instalación está por debajo 1000 m. En los transformadores refrigerados por aceite, el aceite proporciona un medio para refrigeración y aislamiento. El calor del núcleo, bobinas y componentes estructurales se disipa por medio de la circulación de aceite. El calor es finalmente transmitido ya sea a al aire atmosférico o al agua. A continuación se describe los tipos de sistema de refrigeración.

#### **a) Sistema de Refrigeración ONAN**

En los transformadores pequeños, el área de superficie del tanque puede ser capaz de disipar el calor directamente a la atmósfera, mientras que los transformadores más grandes requieren generalmente superficie mucho más grande de disipación en forma de radiadores o tubos montados directamente al tanque o montado en una estructura separada. Si el número de radiadores es pequeño, preferiblemente se monta directamente en el tanque de modo que resulta en total de dimensiones más pequeñas. Cuando la cantidad de radiadores es grande, se montan en una estructura separada y el arreglo se llama banco de radiadores. Los radiadores se montan sobre bases, que están soportados desde el suelo. En este caso, hay un estricto control dimensional de tuberías y otros accesorios que se requiere con el fin de evitar fugas de aceite.

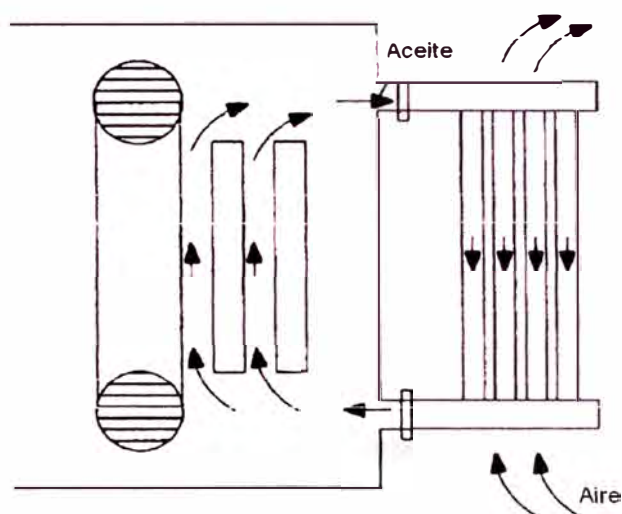


Figura 2.19. Refrigeración ONAN

El aceite se mantiene en circulación por la flotación gravitacional en el bucle cerrado del sistema de refrigeración como se muestra en la figura 2.19. El calor desarrollado en la parte activa pasa al aceite circundante a la superficie de transferencia (convección). La temperatura del aceite se incrementa y su gravedad específica cae, debido a esto fluye hacia arriba y luego a los radiadores. El calor del aceite se disipa a lo largo de la superficie de los radiadores que aumenta su gravedad específica, haciendo que fluye hacia abajo y entra a la cuba del transformador desde la entrada en el nivel inferior. Dado que la disipación de calor del aceite al aire atmosférico es por medios naturales (el mecanismo de circulación del aceite es el flujo natural de termosifón en el enfriamiento el equipo y los devanados), esta refrigeración se denomina como ONAN (Oil Natural Air Natural) o tipo de enfriamiento OA.

#### b) Sistema de Refrigeración ONAF

A medida que aumenta la capacidad del transformador, las pérdidas totales que se disipan también aumentan. Una forma de aumentar la transferencia de calor es incrementar el coeficiente de transferencia de calor entre la superficie exterior

del radiador y el aire. Si se utilizan ventiladores para soplar aire sobre las superficies de los radiadores, el coeficiente de transferencia de calor es significativamente aumentado. Para ciertos valores de temperatura de ambiente y temperatura de aceite, una disposición compacta es posible, ya que un menor número de radiadores se requiere para enfriar el aceite. Este tipo de enfriamiento que se denomina como ONAF (Oil Natural Air Forced) o enfriamiento tipo FA.

Hay dos configuraciones típicas para el montaje de ventiladores del sistema de refrigeración ONAF. Un método es montar los ventiladores por debajo de los radiadores, que soplan aire de abajo hacia parte superior. En este sistema, los ventiladores pueden ser apoyados, directamente a los radiadores o pueden estar montados sobre el terreno. En el segundo método, ventiladores van montados al lado de los radiadores. Estos ventiladores son relativamente de menor tamaño en comparación con el primer arreglo ya que el número de ventiladores es por lo general más por esta configuración. Ambas configuraciones tienen sus propias ventajas y desventajas, la selección particular depende de los requisitos de diseño específico.

### **c) Sistema de Refrigeración OFAF**

Para incrementar la capacidad de disipación, exige el uso de una bomba externa para hacer circular el aceite en los transformadores de alta potencia. También, con el fin de obtener mayor transferencia de calor, los ventiladores tienen que estar siempre funcionando en el radiador. Este tipo de enfriamiento es llamado como OFAF (Oil Forced Air Forced) o enfriamiento FOA. Hay básicamente dos tipos de diseños de bombas: De flujo axial y de flujo radial. Las bombas con flujo axial se utilizan con refrigeración mixta (ONAN / ONAF / OFAF), ya que ofrece menos resistencia cuando es desconectada. Las bombas de flujo radial, que ofrecen muy



alta resistencia al flujo de aceite bajo la condición de desconexión, se utilizan con intercambiadores de calor aceite – aire o intercambiadores de calor aceite – agua en el que no se ha previsto ningún enfriamiento natural.

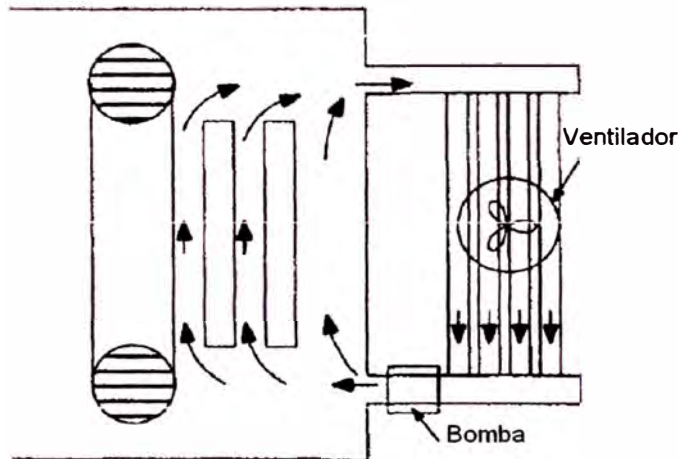


Figura 2.20. Refrigeración OFAF

Cuando el aceite es forzado dentro del transformador (figura 2.20), su flujo está regulado por la ruta de menor resistencia. Por lo tanto, parte del aceite no debe ingresar a los devanados o al núcleo, y puede formar un camino paralelo fuera de estas dos. Por lo tanto, la temperatura del aceite superior puede reducirse debido a la mezcla de aceite caliente que viene desde los bobinados y el aceite frío proveniente de la bomba, reduciendo la eficacia de los radiadores. La tasa de disipación de calor se puede mejorar si el aceite es forzado (por el uso de las bombas) y dirigido en las bobinas a través de caminos predeterminados, como se muestra en la figura 2.21. Este tipo de refrigeración se denomina como ODAF (Oil Directed and Air Forced). El tipo de refrigeración ODAF se utiliza en la mayor parte de los transformadores de gran potencia. Una desventaja de la refrigeración ODAF es el aumento la pérdida de presión debido al sistema de conductos utilizados para dirigir el flujo del aceite. Si no se tiene datos del caudal de aceite, resultara un



excesivo aumento de temperatura. Además, cualquier obstrucción o falla del sistema de conductos conduce a un mayor aumento de temperatura.

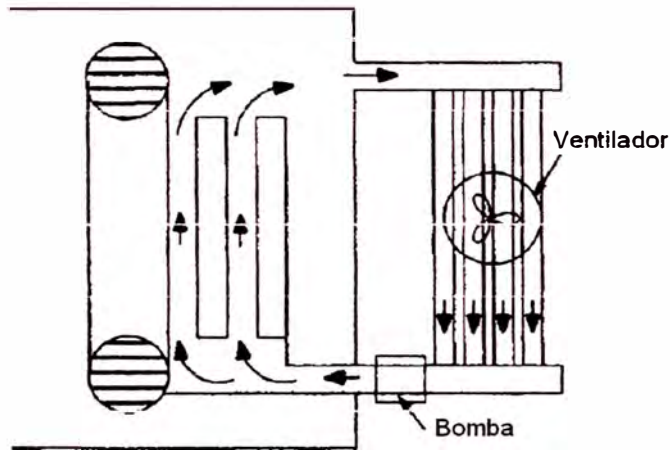


Figura 2.21. Refrigeración ODAF

#### d) Sistema de Refrigeración OFWF

Para la mayoría de los transformadores instalados en centrales hidroeléctricas, donde hay abundancia de agua, los intercambiadores de calor aceite - agua son usados. Este tipo de refrigeración se denomina como refrigeración con agua forzada (WF). Dependiendo del tipo de circulación de aceite, el sistema de refrigeración del transformador se denomina como refrigeración tipo OFWF u ODWF. Durante el funcionamiento, es muy importante asegurarse de que la presión de aceite es siempre mayor que la presión de agua de modo que la posibilidad de fugas de agua en el aceite se elimina. Un exclusivo manómetro diferencial de presión y el correspondiente circuito de protección se usan para desconectar el transformador si la diferencia de presión entre el aceite y el agua no se mantiene durante la operación.

#### 2.1.6 Esfuerzos de cortocircuito

De acuerdo al criterio estas fuerzas pueden dividirse en dos direcciones. Las fuerzas electromagnéticas son proporcionales al cuadrado del valor instantáneo de

la corriente, con la corriente alterna, las fuerzas correspondientes varían con el tiempo y son repetitivas, como la corriente incluye un componente de amortiguamiento y otra componente DC en decaimiento, el primer pico de corriente invocara a la más alta fuerza electromagnética. El criterio de resistencia al cortocircuito esta basado sobre el valor de las fuerzas y corrientes en el primer pico.

En un transformador bien equilibrado los bobinados internos y externos están sujetos a fuerzas de compresión axial. Las fuerzas radiales tienden a comprimir el bobinado interno y expandir el externo. Las fuerzas actúan de tal forma que tienden a incrementar el volumen de espacio del flujo de dispersión entre los bobinados. Las fuerzas axiales permisibles están limitadas a los esfuerzos mecánicos de los soportes finales del bobinado y a los espaciadores entre discos. Para los bobinados tipo hélice y de discos hay una probabilidad de incrementar estos soportes y espaciadores, debido a la inclinación de los conductores cuando se incrementan las fuerzas axiales. Conductores de pequeñas dimensiones en la dirección radial y gran altura en dirección axial, incrementa el riesgo de inclinación. Por otro lado, pequeñas dimensiones en direcciones radiales es preferido para reducir las pérdidas por corrientes de Eddy.

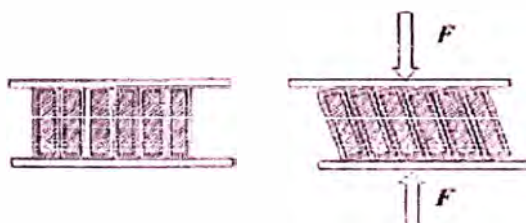


Figura 2.22. Inclinación de conductores debido a las fuerza axiales

La máxima fuerza radial permisible en un bobinado interno esta limitado al esfuerzo por pandeo. El modo de falla puede ser descrito como un pandeo en una o

varias secciones de la bobina. Debido a la forma cilíndrica de la bobina las fuerzas radiales causan un esfuerzo tangencial en el material del conductor.

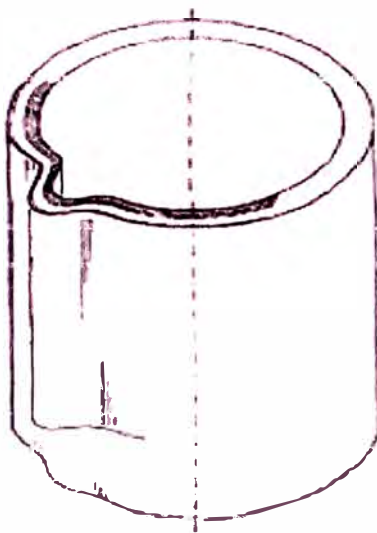


Figura 2.23. Típico ejemplo de pandeo en una bobina interior

La forma de visualizar un modo de falla por pandeo en una bobina (hélice o discos) puede ser representada por un número de vigas paralelas entre dos espaciadores. Las vigas están aseguradas del giro por los espaciadores, el ángulo entre el espaciador y las vigas se mantiene inalterado, pero el espaciador junto con los extremos de las vigas son libres de moverse axialmente. Con este modelo se puede ver que la resistencia al pandeo se incrementa con el aumento del ancho del conductor. Sin embargo, otros factores son importantes, como la longitud libre de las vigas, que es la distancia entre dos separadores, y el módulo de elasticidad del conductor.

La resistencia al pandeo es frecuentemente un factor a tomar en cuenta para dimensionamiento interno de las bobinas y consecuentemente para el transformador entero.

### 2.1.7 Cuba o tanque

El tanque es básicamente el contenedor para el aceite y la protección física de la parte activa, también sirve como estructura de soporte para los accesorios y el equipo de control.

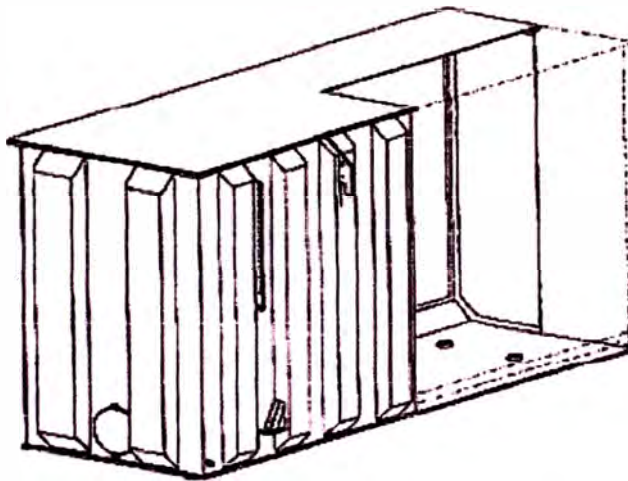


Figura 2.24. Tanque con refuerzos tipo viga, mostrando los ganchos de elevación y apoyo paragatas

Antes del llenado del tanque con aceite con la parte activa dentro, este es sometido a ensayos de vacío, por lo que debe ser diseñado para soportar la presión de la atmósfera con un mínimo de deformación.

Para obtener las dimensiones del tanque de acuerdo con el perfil de transporte específico y al mismo tiempo encerrar la parte activa dentro del tanque con las distancias de aislamiento necesarias, y así obtener un diseño razonable y simple es un desafío para el diseñador, en especial cuando se diseñan grandes transformadores de potencia.

Con el aumento de la potencia del transformador los efectos de grandes corrientes dentro y fuera influyen en el diseño del transformador. Lo mismo pasa con el flujo de dispersión dentro del tanque. Insertos de material no magnético

alrededor de los bushings de alta corriente reducen el riesgo de excesivo calentamiento. Al tanque se le coloca pantallas que expulsan el flujo antes que entro dentro de la pared del tanque. Alternativamente materiales de baja reluctancia cuida del flujo antes que entre a la pared del tanque.

### **2.1.8 Sistema de Preservación de Aceite**

Hay varios métodos para conservar las propiedades del líquido del transformador y a la estructura del aislamiento asociado que lo penetra. Los sistemas de preservación intentan aislar el ambiente interno del transformador del ambiente exterior (atmósfera), mientras que un cierto grado de interacción, o "respiración", es necesario para adaptarse a las variaciones de presión que se producen bajo condiciones de operación, tales como la expansión y la contracción del líquido con la variación de la temperatura. Los sistemas de respiración libres, donde el líquido es expuesto a la atmósfera, ya no se utilizan. Los métodos más utilizados se describen a continuación y se ilustran en la figura 2.25.

Sistema de tanque sellado tienen el interior del tanque sellado de la atmósfera y mantienen una capa de gas - un espacio de gas o colchón - que se encuentra por encima del líquido. Las presiones negativas internas pueden existir en los sistemas de tanque sellado con bajas temperaturas y baja carga, con presiones positivas con el aumento de la temperatura y de la carga.

Los sistemas de presión positiva implican el uso de gases inertes para mantener la presión positiva en el espacio de gas. Un gas inerte, típicamente de una botella de nitrógeno comprimido, se va inyectado de forma gradual en el espacio de gas cuando la presión interna cae fuera del intervalo.

Conservador (tanque de expansión) se utilizan con y sin bolsas de aire, también llamados vejigas o diafragmas, e implican el uso de un tanque auxiliar independiente. El tanque principal del transformador está completamente lleno de líquido; el tanque auxiliar es parcialmente llenado, y el líquido se expande y contrae dentro del tanque auxiliar. El tanque auxiliar se le permite "respirar", generalmente a través de un desecador (respirador). El uso de una bolsa de aire en el tanque auxiliar puede proporcionar una separación adicional de la atmósfera.

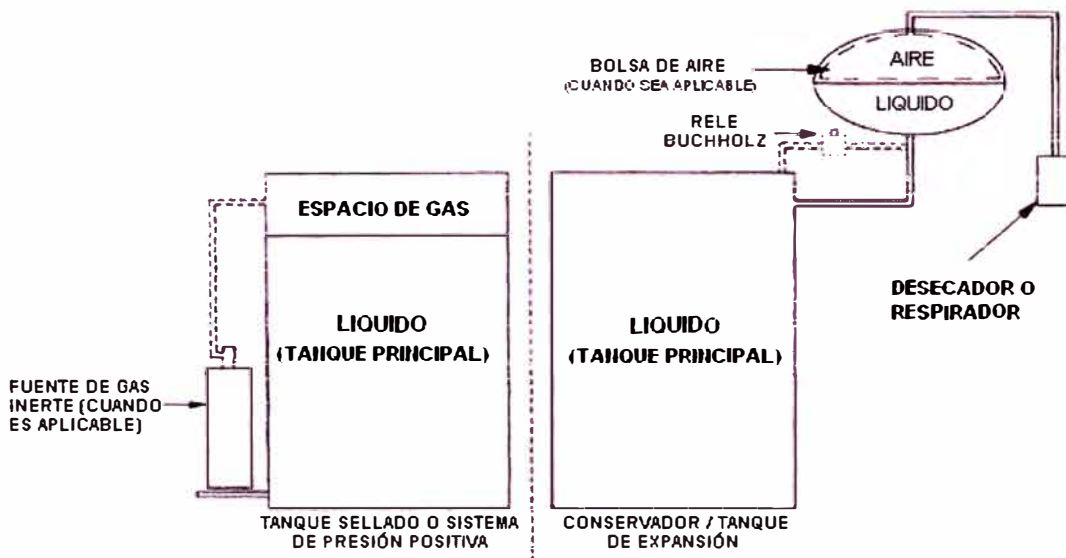


Figura 2.25. Sistema de Preservación de aceite: Arreglos generales

### 2.1.9 Fluidos Aislantes

Presentamos a continuación las funciones y los tipos de fluido aislante.

#### a) Funciones del fluido aislante

##### A - 1) Aislamiento Eléctrico

La principal función del aceite aislante es proporcionar un medio dieléctrico que actúa como aislante alrededor de varios conductores energizados. Otra función del aceite aislante es proporcionar un revestimiento protector a las superficies de metal dentro del transformador. Esta capa protege contra las reacciones químicas,

como la oxidación, que pueden influir en la integridad de las conexiones, afectar a la formación de herrumbre, y contribuyen a la contaminación del sistema. Sin embargo, el aceite aislante no es un buen lubricante. A pesar de este hecho, se utiliza ampliamente en los conmutadores de tomas bajo carga y en los transformadores.

#### A - 2) Disipación de calor

Una función secundaria del aceite aislante es la de servir como un disipador de calor. Esto es de particular importancia en los transformadores, donde el calentamiento localizado de los devanados y el núcleo pueden ser graves. El aceite ayuda en la extracción de calor de estas áreas y distribuye la energía térmica a través de una masa grande de aceite. El calor del aceite se puede transferir por medio de conducción, convección y radiación al medio ambiente circundante. Todos los aceites minerales son comparables en su capacidad para conducir y disipar el calor. Para asegurarse de que un aceite dado funcionará satisfactoriamente con respecto a la disipación de calor, varias especificaciones se colocan en el aceite. Estas especificaciones se basan en determinados factores que influyen en la capacidad del aceite para disipar el calor en un amplio intervalo de condiciones de funcionamiento posibles. Estos factores incluyen propiedades tales como la viscosidad, punto de fluidez, y punto de inflamación.

#### **b) Tipos de fluidos**

##### B – 1) Aceite mineral

El aceite aislante que tiene el mayor uso en transformadores es el aceite mineral. Hay materiales aislantes que puede ser superior al aceite mineral con respecto a sus propiedades dieléctricas y térmicas, sin embargo, hasta la fecha, ninguno ha alcanzado la combinación requerida de rendimiento igual o superior con

un precio igual o mejor. En consecuencia, el aceite mineral continúa sirviendo como el principal tipo de aislamiento líquido utilizado en transformadores. Los inhibidores retrasan el envejecimiento del aceite.

#### B – 2) Otros fluidos

Estos fluidos son reservados para aplicaciones especiales, y son 5 a 6 veces más costosos que el aceite mineral. El principal motivo de utilizar estos fluidos es de mejorar la seguridad frente a incendios y al impacto ambiental. Muchos de estos fluidos son aplicables para operación a elevadas temperaturas, sin embargo tienen limitaciones en climas extremadamente fríos. Tenemos los siguientes:

#### B – 3) Silicona

La silicona tiene menos propiedades dieléctricas y refrigerantes en comparación con el aceite mineral, sin embargo, tiene un alto punto de inflamación. Cuando se enciende se auto extingue debido a que crea una capa de óxido. Sin embargo, no se auto extingue relacionado con arcos eléctricos y fallas eléctricas. La silicona no es usada en conmutadores bajo carga debido a su pobre propiedad de lubricación.

#### B – 4) Esteres sintéticos

Los ésteres sintéticos se utilizan principalmente en Europa, donde la alta temperatura y la capacidad de biodegradabilidad son los más importantes y su alto costo puede estar justificado, por ejemplo, en los transformadores de tracción (ferrocarril).



### B – 5) Esteres naturales (Aceite vegetal)

Los ésteres naturales son obtenidos a partir de aceites de semillas vegetales. Es posible que los ésteres agrícolas proporcionen la mejor combinación de propiedades como la alta temperatura, la estabilidad y la biodegradabilidad, Actualmente se esta difundiendo el aceite vegetal que es fabricado en base del girasol.

## **2.2 ACCESORIOS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS EN ACEITE**

### **2.2.1 Bushings**

Los dispositivos terminales llamados bushings llevan las conexiones del medio aislado dentro del transformador al medio aislado externo el cual la mayoría de veces es aire. En transformadores diseñados con colchón de gas la parte baja de los bushings tiene que ser extendido para alcanzar dentro del medio aislado del transformador. Los bushings proveen el aislamiento necesario entre las conexiones eléctricas de las bobinas y el tanque principal, que esta al potencial de tierra; éstos proveen también el aislamiento necesario en el medio externo. Tenemos los bushings de baja y de alta tensión.

#### **a) Bushing de Baja Tensión**

Un bushing de baja tensión aceite-aire puede ser una barra de material conductor insertado dentro de un tubo de porcelana. Este bushing tiene una barra central de cobre, y el aislamiento esta dado por una combinación de una pared de porcelana y el aceite del transformador. Bajo aceite el esfuerzo de ruptura de la superficie de la porcelana es mucho mayor que en el aire, por lo que la porción del bushings que esta en aceite es corta. La porción que esta en contacto con el aire es

mucho mas larga y tiene un perfil acampanado para proveer una mayor distancia disruptiva, una porción está protegida para que permanezca seco en condiciones lluviosas o de neblina. Hay empaquetaduras que sellan entre la barra central y la porcelana, y entre la porcelana y la pared del tanque para prevenir fugas de aceite. El límite normal para estos bushings de porcelana es hasta voltajes de 52 kV y corrientes de hasta 10 kA.



Figura 2.26. Bushings de Baja Tensión

#### b) Bushing de Alta Tensión

Para bushings con un alto rango de voltaje mayor a 52 kV, que dependen de los requisitos del cliente, es necesario introducir un control activo de la distribución del voltaje entre el Terminal central de alto voltaje y la brida de montaje externa, que esta al potencial de tierra. Tal control es logrado por una distribución del voltaje tipo capacitivo. En una forma simple la barra central es envuelta con papel en un número de capas y a la vez dispuestos concéntricamente en cilindros de láminas metálicas entre las capas de papel. Las longitudes de estas láminas metálicas van disminuyendo a medida que el radio aumenta de modo que las capacidades entre cilindros consecutivos sean aproximadamente iguales.



Figura 2.27. Bushings de Alta Tensión

### 2.2.2 Radiadores

Consisten básicamente en ductos planos hechos de planchas embutidas y soldadas que se conectan a un conducto superior e inferior (colectores). Es posible hacer radiadores que sean más altos que el tanque, haciendo que el conducto superior tenga una forma de codo, esto tiene un beneficio adicional ya que incrementa la circulación de aceite a través del radiador debido al incremento de altura entre los centros del radiador y las bobinas. Los radiadores son normalmente conectados directamente al transformador mediante bridas, intercalando entre estas válvulas tipo mariposa que cerrándola permite remover fácilmente los radiadores individualmente.

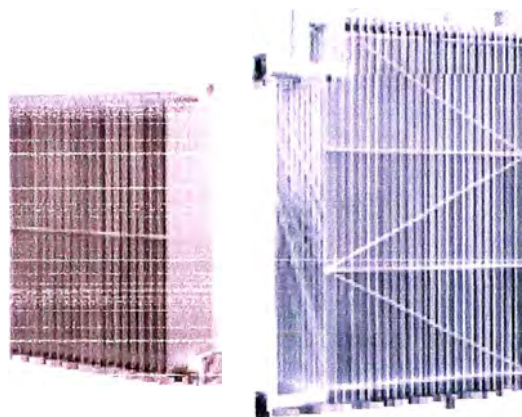


Figura 2.28. Radiadores desmontables

### 2.2.3 Ventiladores

En grandes transformadores es posible instalar ventiladores debajo o a los lados de los radiadores para proveer de un flujo de aire forzado con lo que se logra una disposición de refrigeración tipo ONAF. Esto puede incrementar la capacidad de carga del transformador en un 25%, hasta un 33% en algunos casos.



Figura 2.29. Ventiladores

### 2.2.4 Equipos de regulación de tensión

La mayoría de los transformadores incorporan equipos que ajustan la relación de voltaje mediante la adición o retiro de determinada cantidad de espiras en las bobinas de regulación (llamados taps o tomas). Este ajuste puede ser hecho por un conmutador de tomas bajo carga o en vacío, o por posiciones de enlaces empernados con el transformador desconectado y aterrado. Tenemos al conmutador de tomas en vacío, al conmutador de tomas bajo carga y al regulador automático de voltaje.

### 2.2.5 Conmutador de Tomas en Vacío

El conmutador de tomas en vacío es un diseño algo simple, realiza la conexión en un escalón seleccionado en la bobina. Esta diseñado para funcionar solamente cuando el transformador esta sin energía. La presión del contacto puede conservarse mediante algún arreglo del tipo resorte si es que existe algo de vibración. En conmutadores de tomas en vacío que funcionan en la misma posición del escalón por años, la resistencia de contacto puede aumentar lentamente debido a la degradación y a la oxidación local del material en el punto de contacto, podría ocurrir un calentamiento dando como resultado una acumulación de carbón, que incrementa la resistencia de contacto y también reduce la refrigeración disparar probablemente la protección del actuador de gas o peor, un cortocircuito del paso podría ocurrir, por lo que evitar esto es vital cuando el conmutador de tomas esta funcionando.

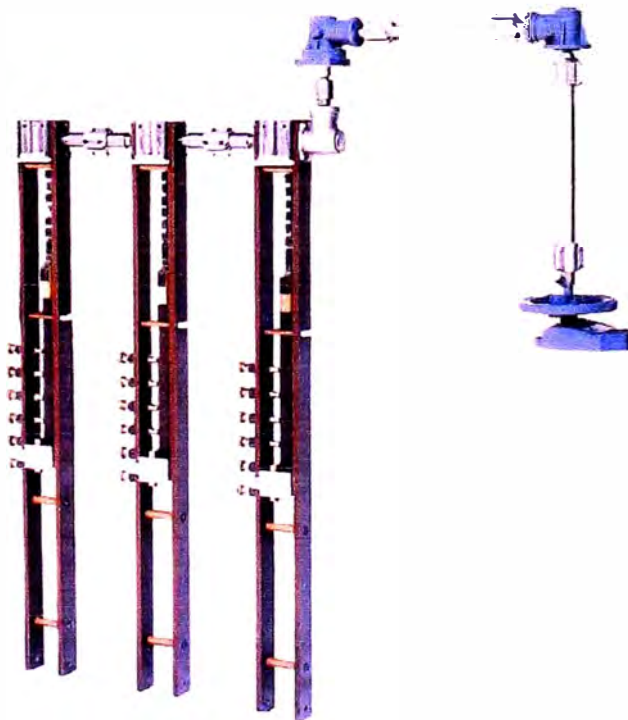


Figura 2.30. Conmutador de Tomas en Vacío

### 2.2.6 Conmutador de Tomas Bajo Carga

El conmutador de tomas bajo carga debe proporcionar un flujo de corriente ininterrumpida durante la operación de transición a partir de un escalón de la bobina de regulación hacia otro. Cuando el cambiador de tomas en carga está en funcionamiento el aceite aislante se contaminará. Para evitar que el aceite del transformador se contamine, el conmutador tiene su propia caja separada del resto del transformador. El selector de tomas, que está montado debajo de la caja del conmutador, consta de un selector fino de tomas y normalmente de un selector de conmutación (preselector). Los cambiadores de tomas en carga suelen ir montados dentro de la cuba del transformador, suspendidos de la tapa del transformador. La alimentación para el funcionamiento del cambiador de tomas en carga procede del mecanismo de accionamiento motorizado que va montado en la parte exterior del transformador. La potencia se transmite mediante ejes y engranajes cónicos.

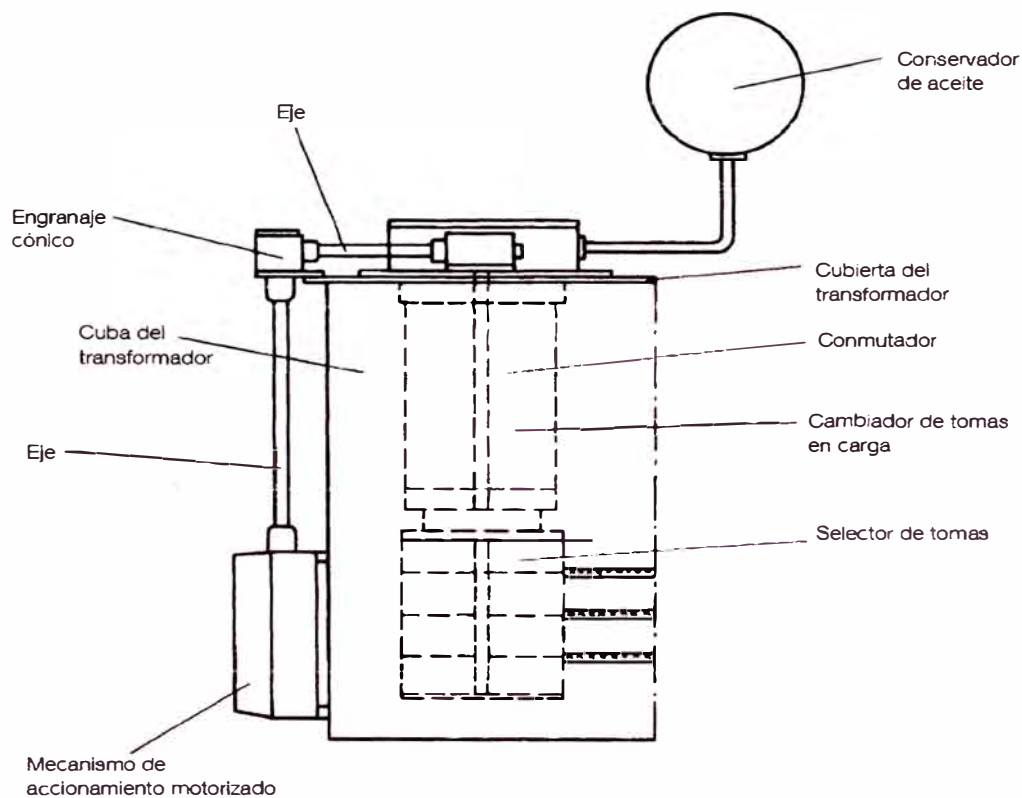


Figura 2.31. Conmutador o cambiador de tomas en carga

El cambiador de tomas generalmente se compone de tres unidades monofásicas, idénticas entre sí, montadas en la caja del selector de carga o de tomas, sin embargo, hay arreglos en los que se utiliza tres conmutadores monofásicos o uno bifásico y otro monofásico, dependiendo de la potencia del transformador. Se tienen conmutadores que tienen las funciones de selector de tomas (o de carga) y de conmutador reunidas en una sola que van montados en la tapa del transformador, pero, también hay que van montados en el exterior de la cuba del transformador; y hay otro tipo que las dos funciones van separadas.

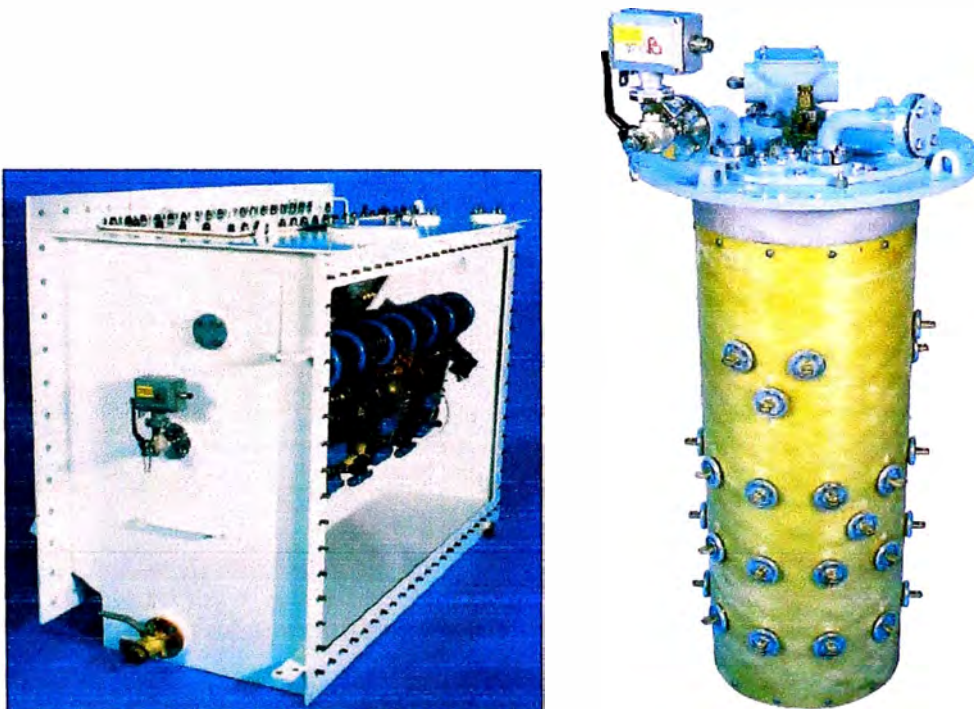


Figura 2.32. Conmutador de montaje exterior (izquierda) y conmutador de montaje sobre la tapa (derecha)

Cuando el cambiador de tomas en carga está en funcionamiento el aceite se contamina. El tipo OILTAP con extinción convencional del arco en aceite contamina mucho el aceite, mientras que el tipo VACUTAP con extinción del arco en interruptores de vacío solo contamina ligeramente debido a las chispas de conmutación de corriente y la disipación de calor de las resistencias de paso. Para



evitar la contaminación del aceite del transformador, el cambiador de tomas en carga se construye en dos secciones separadas, el conmutador, con su propio recinto, y el selector de tomas. El selector de cargas está montado por debajo de la caja del conmutador y toda la unidad va suspendida en la tapa del transformador.

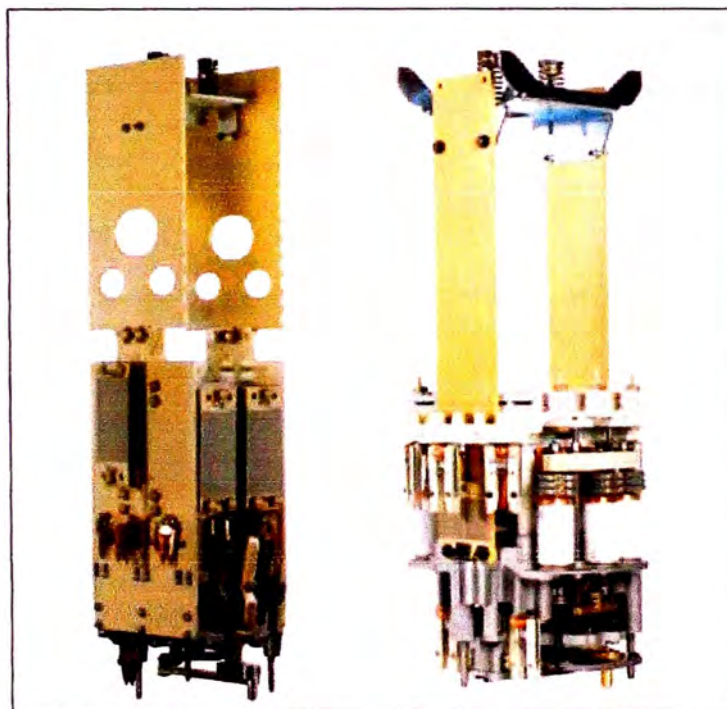


Figura 2.33. Conmutador OILTAP (izquierda) y conmutador VACUTAP (derecha)

#### Principio de funcionamiento

La secuencia de conmutación viene dada por lo que se conoce como ciclo de banderines simétricos. Esto significa que el contacto de conmutación principal del selector de carga se abre antes de que las resistencias de paso se conecten en el escalón de regulación. A la carga nominal, la interrupción se produce en el primer cero de corriente tras la separación de los contactos, lo que supone una duración media del arco de aproximadamente 6 milisegundos a 60 Hz. La duración total de una secuencia completa es de unos 50 milisegundos. El tiempo de cambio de toma del mecanismo de accionamiento motorizado es de aproximadamente 5 segundos por escalón.



Los diagramas de la figura 2.34 muestran la secuencia de conmutación del paso de la posición 1 a la posición 2. El contacto móvil H aparece representado como un solo contacto, aunque de hecho es doble y está formado por el contacto principal y el contacto de conmutación principal. El contacto principal se abre antes que el contacto de conmutación principal y se cierra después que éste.

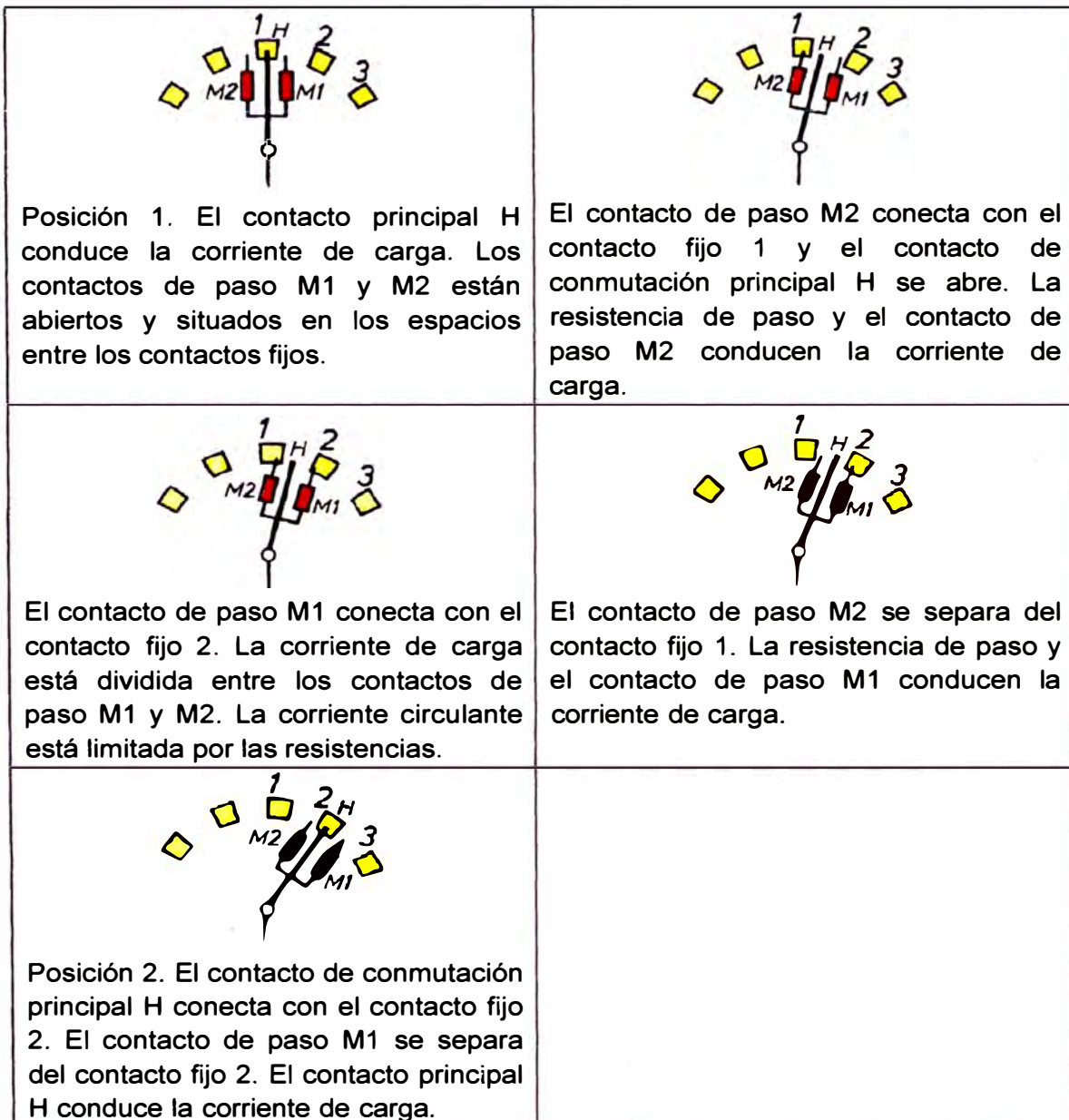


Figura 2.34. Principio de funcionamiento del conmutador de tomas

### Selector de tomas

El selector de carga es un sistema formado por contactos fijos y un contacto móvil. Los contactos fijos van montados en aisladores pasamuros insertados a través de la pared del cilindro de la caja del selector de carga. Cada contacto fijo lleva dos líneas de contacto a cada lado, una para el contacto principal móvil y otra para los contactos de conmutación móviles. El sistema de contactos móviles de una unidad monofásica consiste en un contacto principal, un contacto de conmutación principal y dos contactos de paso. El sistema está integrado de tal forma que constituye una unidad rígida que gira por medio de un eje de transmisión común aislado. En la posición de trabajo, la corriente de carga se transmite por medio del contacto principal móvil (formado por dos dedos de contacto), que se mantiene presionado contra el contacto fijo mediante resortes. Los contactos de conmutación fijos y móviles son los responsables del paso o el corte de la corriente. Los contactos de conmutación son de cobre/tungsteno o, en el caso de los cambiadores de tomas de intensidad más baja, únicamente de cobre. En la posición de trabajo, la corriente se transmite por superficies de cobre o plata puras que no generan arcos eléctricos.

Para los conmutadores que tienen las funciones de conmutador y selector de tomas separados, se tiene que dependiendo de la corriente de carga, los contactos móviles tienen uno, dos o más brazos de contacto en paralelo con uno, dos o cuatro dedos de contacto cada uno. Los dedos hacen contacto en un extremo con el contacto fijo y en el otro con el colector de corriente. Los contactos móviles se deslizan sobre los contactos fijos y los anillos del colector de corriente, dando lugar a una acción de autolimpieza de los contactos. Esta disposición asegura una buena conductividad y un desgaste insignificante de los contactos.

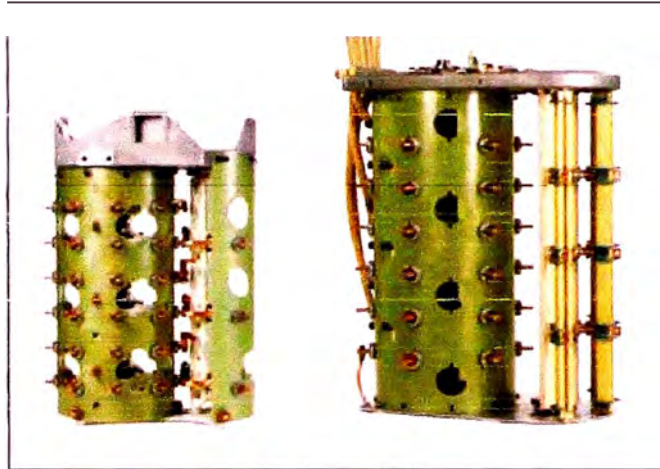


Figura 2.35. Selector de tomas para conmutadores de funciones separadas

### Preselector

El preselector se utiliza para invertir el bobinado de regulación o para cambiar la conexión en la regulación gruesa/fina. Una fase del preselector está formada por un contacto móvil y tres contactos fijos. La corriente se transmite por los cuatro dedos del contacto móvil. Las superficies de contacto son de plata y cobre. El funcionamiento del preselector no afecta al paso o la interrupción de la corriente.

### Resistencias de paso

Las resistencias de paso están hechas de hilo y colocadas encima de los contactos del conmutador. Las resistencias son robustas y están diseñadas para durar el mismo tiempo que el mecanismo en condiciones de funcionamiento normales.

### Engranaje de cruz de Malta

El principio en que se basa el engranaje de cruz de Malta permite convertir un movimiento giratorio en un movimiento escalonado. Un sistema de ejes y engranajes cónicos transmite la fuerza motriz que genera el mecanismo de

accionamiento motorizado. Impulsado por un acumulador de resorte, el engranaje de cruz de Malta acciona el selector de carga y el preselector. El sistema de engranajes no requiere mantenimiento.

#### Conservador de aceite

El cambiador de tomas debe conectarse a un conservador de aceite independiente, situado preferiblemente a la misma altura que el conservador del transformador o justo debajo de éste.

#### Caja del conmutador y sección superior

La parte superior forma la brida que se utiliza para el montaje de la tapa del transformador, y para soportar la caja de engranajes para los ejes de accionamiento. La parte superior incluye una conexión para tubería al conservador, conexiones de vaciado y filtrado, un terminal de puesta a tierra, el dispositivo de supervisión y la tapa con su junta. Hay dos diseños para la parte superior: uno para montaje por la tapa y otro para premontaje (montaje por la culata) en la parte activa del transformador. Las cajas del conmutador tienen juntas de gran calidad que garantizan el vacío y rendimiento a prueba de sobrepresiones en cualquier condición de funcionamiento. Los ejes de accionamiento y los engranajes cónicos se encuentran junto a los cilindros del conmutador, facilitando el acceso a los conmutadores. También hay una válvula de vaciado en la parte inferior que solamente deberá abrirse durante el proceso de secado del transformador. La sección superior e inferior está fijada a un cilindro de plástico reforzado con fibra de vidrio. Los aisladores que atraviesan la pared del cilindro están sellados mediante juntas tóricas con presión elástica.

### Mecanismo de accionamiento motorizado

El mecanismo de accionamiento motorizado proporciona la fuerza motriz que necesita el cambiador de tomas. Como su nombre indica, la fuerza procede de un motor y se transmite por medio de una serie de engranajes y un eje de transmisión. Diversos elementos instalados en el mecanismo alargan los intervalos de mantenimiento y aumentan la fiabilidad del mecanismo.

### Conmutador con interruptores de vacío

Combina todas las ventajas del conmutador tipo convencional (OILTAP) con una mayor capacidad de ruptura y duración y menos mantenimiento. Funciona de acuerdo con el ciclo del banderín, lo que supone una complejidad mínima y un flujo de potencia total en ambas direcciones. Un rectificador mecánico garantiza el funcionamiento solo en la dirección que ofrezca un menor esfuerzo de ruptura y desgaste de los contactos. La carga pasa de una toma a la otra mediante los interruptores de vacío y los contactos auxiliares. Los contactos auxiliares también pueden romper la corriente de carga en el improbable caso de que un interruptor de vacío falle. En posición de trabajo, la corriente se transfiere a través de los contactos auxiliares y de los interruptores de vacío. Todos los contactos portadores de corriente están hechos con materiales de baja resistencia. Los interruptores de vacío duran mucho tiempo, sin embargo se han montado para poder cambiarlos fácilmente si es necesario, por ejemplo en aplicaciones industriales donde el número de operaciones puede ser extremadamente alto.

### Resistencia de interconexión y conmutador con resistencia de interconexión

Cuando está en funcionamiento el selector de conmutación, el bobinado de tomas se desconecta durante un breve tiempo. La tensión de dicho bobinado viene determinada por la tensión y las capacidades de los bobinados adyacentes o la

pared/centro de la cuba. En algunas disposiciones de bobinados, tensiones y capacidades, la tensión controlada por capacidad alcanzará magnitudes excesivas para el selector de conmutación. En estos casos deben conectarse resistencias para controlar el potencial, denominadas resistencias de interconexión, de acuerdo con la figura 2.36. La resistencia de interconexión se conecta entre la mitad del bobinado de tomas y el punto de conexión de la parte inferior de la caja del conmutador.

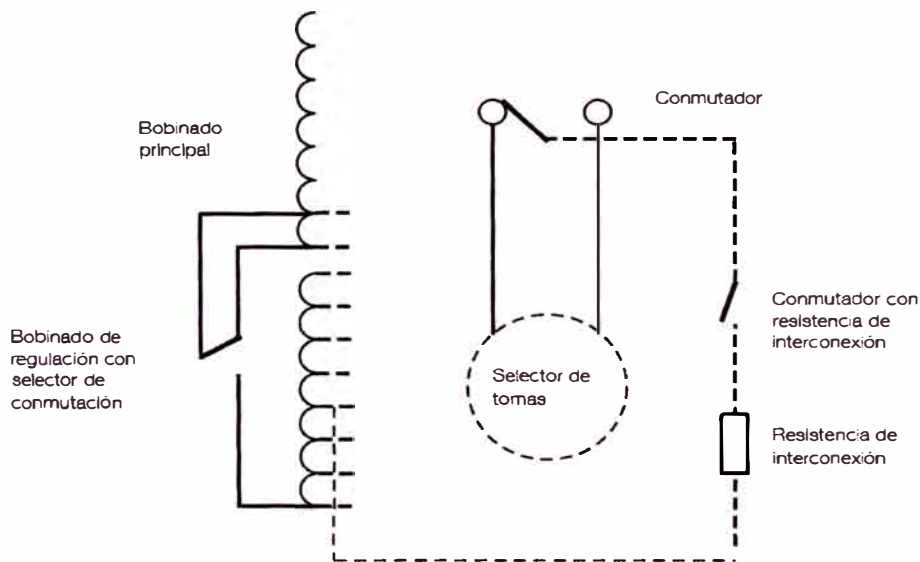


Figura 2.36. Ejemplo de resistencia de interconexión

Si la tensión de servicio y las capacitancias del bobinado son tales que la tensión de restablecimiento del preselector excede de 25 kV o 35 kV dependiendo del conmutador, es preciso limitarla a ese valor o uno inferior por medio de una resistencia de interconexión.

### Aplicaciones

a) Regulación lineal, los taps se colocan en la bobina principal. Sin embargo, se puede colocar como una bobina separada cuando la regulación total es 10% o menos; también cuando los esfuerzos en la bobina de regulación está por

debajo del valor permisible a través del preselector; y cuando los números de taps del conmutador son insuficientes.

b) Regulación más/menos, es usado cuando la regulación supera el 10% pero menor que el  $\pm 15\%$  como bobina separada; y cuando la regulación no es mayor que el 15% como rango total en un autotransformador de tensión variable con flujo constante. Además, cuando el arreglo de pasos o la tensión que pasa a través de todo el rango de regulación hace que el arreglo linear sea imposible y requiriese un conmutador de mayor costo.

c) Regulación gruesa/fina, se utiliza cuando el arreglo más/menos lleva a obtener perdidas en carga altas, es decir es utilizado para disminuir las perdidas en el tap nominal. Asimismo, cuando el rango de regulación es mayor igual a  $\pm 12\%$ ; y para autotransformadores de flujo constante no se recomienda.

### **2.2.7 Regulador automático de voltaje**

El conmutador de tomas bajo carga esta instalado para controlar la variación del voltaje en los sistemas conectados con el transformador. No es cierto que el objetivos es la de mantener un voltaje secundario constante siempre. La red saliente puede también tener caída de voltaje y esta debe ser compensada también. En principio el conmutador solo recibe órdenes: aumentar o bajar la tensión. Sin embargo, ciertas funciones para la coordinación entre diversos transformadores en la misma subestación son parte de la tecnología del conmutador de tomas bajo carga. Cuando diversos transformadores son directamente conectados en paralelo sus conmutadores de tomas bajo carga debe moverse al mismo tiempo, esto se dispone de una manera tal que uno esta configurado como maestro y los otros como esclavos.



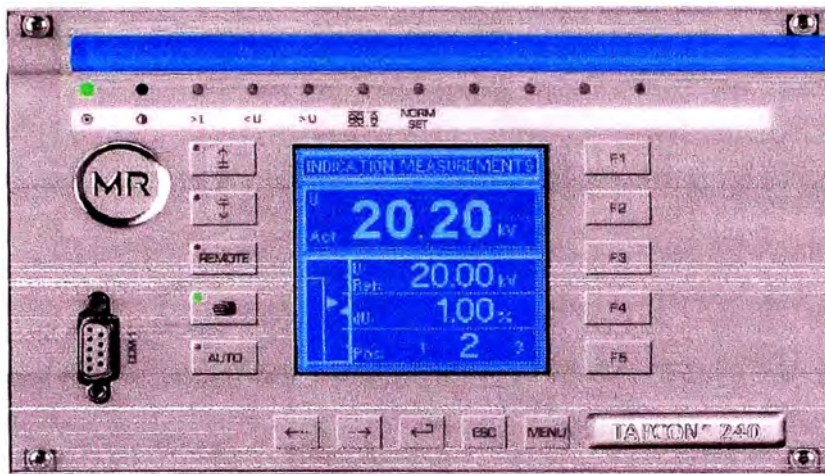


Figura 2.37. Regulador de Tensión Tapcon 240, de la marca MR

## 2.2.8 Accesorios de protección propia de los transformadores

### a) Relé Buchholz

En los transformadores de potencia cuando se utiliza conservador, se puede instalar el relé buchholz en la tubería entre la tapa del transformador y el conservador. El propósito del relé buchholz es detectar fallas que pueden producirse en el transformador. Un modo de funcionamiento se basa en la generación de gases en el transformador durante fallas internas menores. Los gases se acumulan en el relé, desplazando el líquido en el relé, hasta que un volumen especificado es recogido, momento en el cual un flotador acciona un contacto o interruptor. Otro modo de operación incluye aumentos repentinos en la presión en el tanque del transformador, que es una señal de una falla importante en el transformador. Dicho aumento de la presión fuerza al líquido a surgir a través de la tubería entre la tapa y el conservador, a través de del relé buchholz, que acciona otro contacto o interruptor.





Figura 2.38. Relé Buchholz

#### b) Indicador de nivel de aceite

Un indicador de nivel de aceite es un accesorio estándar en los transformadores inmersos de aceite, ya que el medio líquido es crítico para la refrigeración y aislamiento. Este indicador suele ser un indicador de cara redonda colocado en el conservador o en un lado del tanque, dependiendo del sistema de preservación, con un flotador y con un brazo del flotador que mueve una aguja del dial que hace los cambios del nivel de aceite. A su vez, también es colocado para el tanque conservador del aceite del conmutador bajo carga. Cabe la aclaración, que hay dos tipos de indicador de nivel de aceite, el axial y el radial, y la diferencia está en la posición del brazo flotador; dependiendo de la aplicación se escoge el más idóneo.



Figura 2.39. Indicador de nivel de aceite

**c) Válvula de seguridad o válvula de alivio**

La válvula de seguridad o válvula de alivio de presión está montado en los tanques de transformador para aliviar el exceso de presión interna que pudiera acumularse durante las condiciones de operación. Estos dispositivos están destinados a evitar daños en el tanque. En grandes transformadores, varias válvulas de seguridad pueden ser necesarias debido a las grandes cantidades de aceite.



Figura 2.40. Válvula de seguridad

**d) Termómetro de aceite**

El termómetros de aceite o indicador de temperatura de aceite, sirve para medir la temperatura del líquido interno en un punto cerca de la parte superior del líquido usando un sensor insertado en un pozo termométrico y montado en la tapa del transformador.

**e) Termómetro de bobinas**

Un método de simulación para medir la temperatura de los devanados o bobinas es aproximar al punto más caliente en el bobinado. Una aproximación es necesaria debido a la dificultad de medir directamente la temperatura del bobinado. El método aplicado para transformadores de potencia implica un transformador de corriente, cuya función es sensar una corriente proporcional a la corriente de carga a través del transformador. El transformador de corriente alimenta un circuito que

esencialmente añade calor a la lectura de la temperatura de la parte superior del aceite, que se aproxima a una lectura que modela la temperatura del devanado. Este método se basa en los datos de diseño o la prueba de la diferencia de temperatura entre el líquido y los bobinados, llamado el gradiente de bobinado.



Figura 2.41. Termómetro de aceite y bobinados

**f) Relé de presión súbita**

El relé de presión súbita está destinado a indicar un aumento rápido de la presión interna en el tanque del transformador que puede ocurrir cuando hay una falla interna. Estos relés se pueden montar en la parte superior o lateral del transformador, o pueden operar en líquido o con espacio de gas, que es la aplicación mas utilizada.

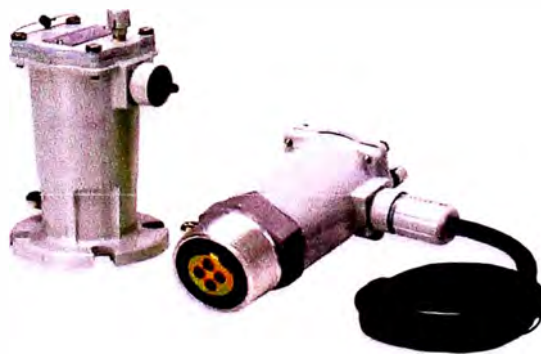


Figura 2.42. Relé de presión súbita

**g) Desecador**

Los desecadores o respiradores sirven para que el aceite respire se expanda y se contraiga. Utiliza un material tal como la silica gel para permitir que el aire entre

y salga del tanque, eliminando la humedad que pasa a través del aire. La mayoría de los tanques son de respiración libre, y tal dispositivo, si se mantiene adecuadamente, permite un grado de control sobre la calidad del aire que entra al transformador.



Figura 2.43. Desecador

#### **h) Vejiga de Expansión**

La vejiga o cámara de expansión sirve para compensar el volumen del aceite del transformador debida a las variaciones de temperatura. Es fabricado con goma de nitrilo, y se monta dentro del conservador del transformador, y permite que el aceite de transformador este aislado del aire del medio ambiente, y así evitar la posible contaminación por la humedad u otro agente.

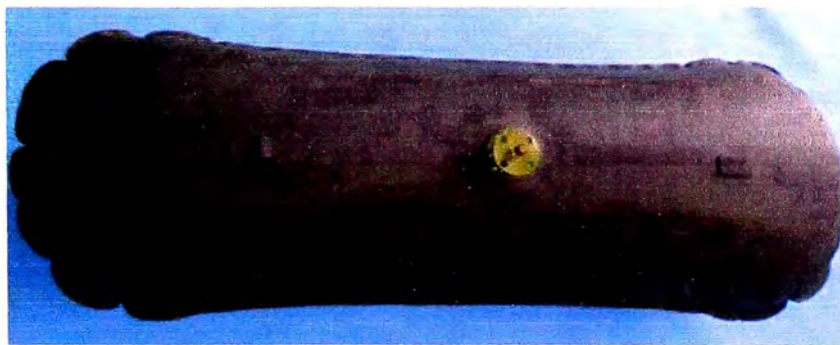


Figura 2.44. Vejiga de Expansión

Como se observa en la figura 2.45 para el montaje de la vejiga se coloca una brida superior y dos orejas o ganchos de agarre pequeños a los costados.

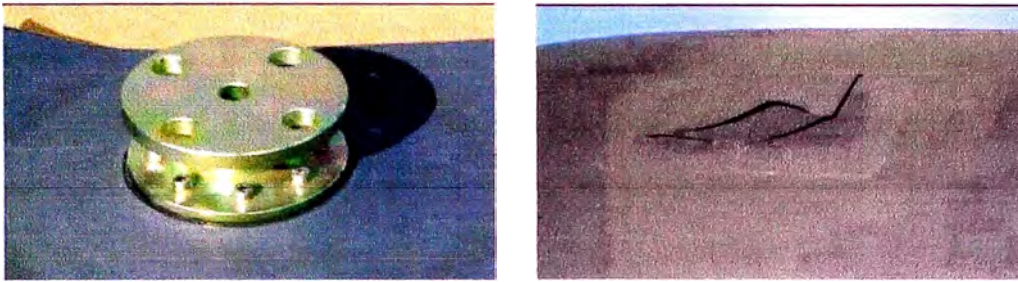


Figura 2.45. Ganchos de agarrare de la vejiga de expansión

### 2.3 PRUEBAS ELÉCTRICAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La finalidad de realizar pruebas eléctricas a los transformadores es para verificar que el transformador haya sido diseñado correctamente y cumpla con todas sus especificaciones técnicas. Según la norma IEC 60076-1, para realizar las pruebas de los transformadores se deben un cumplir con ciertos requisitos generales:

- Las pruebas deben ser hechas a temperatura ambiente entre 10 y 40°C, y con agua fría si es requerido con cualquier temperatura que no exceda de 25°C.
- Las pruebas deben realizarse en los talleres del proveedor, a menos, que haya un acuerdo entre el proveedor y el comprador.
- Todos los componentes externos y accesorios que pueden afectar el rendimiento del transformador deben estar en su lugar.
- Las bobinas de regulación deben estar conectadas en su tap principal, a menos, que haya un requerimiento especial entre el proveedor y el comprador.
- Las bases de las pruebas para todas sus características además del aislamiento son en condiciones nominales.
- Todos los sistemas de medida usados en las pruebas deben ser certificados, trazables, precisos y ser sujetos a calibraciones periódicas.

Además, para transformadores inmersos en aceite, cuando sea requerido, los resultados de las pruebas deben ser corregidas a 75°C como temperatura de referencia. Las pruebas que se ejecutan a los transformadores se dividen en tres grupos según la norma IEC 60076:

#### Pruebas de Rutina:

- Medida de la resistencia de las bobinas
- Medida de la relación de transformación
- Medida de la impedancia de cortocircuito y las pérdidas en carga.
- Medida de la corriente de excitación y las pérdidas en vacío
- Pruebas dieléctricas de rutina
- Prueba a los conmutadores bajo carga, de ser necesario.

#### Pruebas Tipo:

- Pruebas dieléctricas tipo
- Prueba de calentamiento

#### Pruebas especiales:

- Pruebas dieléctricas especiales
- Determinación de capacitancias entre bobinas a tierra y entre bobinas.
- Medida de la impedancia de secuencia cero.
- Prueba de cortocircuito
- Determinación del nivel de ruido.
- Medida de las armónicas de la corriente en vacío
- Medida de la potencia de tomada por los ventiladores y bombas de aceite.
- Medida de la resistencia de aislamiento y del factor de disipación (tangente delta).

Las pruebas dieléctricas de rutina, tipo y especiales se definen de acuerdo a la tabla 2.1. (Tabla 1 de la norma IEC 60076-3).

Tabla 2.1. Tabla 1 de norma IEC 60076-3

Table 1 – Requirements and tests for different categories of windings

Category of winding	Highest voltage for equipment $U_m$ kV	Tests				
		Lightning impulse (LI) (see clause 13 and 14)	Switching impulse (SI) (see clause 15)	Long duration AC (ACLD) (see 12.4)	Short duration AC (ACSD) (see 12.2 or 12.3)	Separate source AC (see clause 11)
Uniform insulation	$U_m \leq 72,5$	Type (note 1)	Not applicable	Not applicable (note 1)	Routine	Routine
Uniform and non-uniform insulation	$72,5 < U_m \leq 170$	Routine	Not applicable	Special	Routine	Routine
	$170 < U_m < 300$	Routine	Routine (note 2)	Routine	Special (note 2)	Routine
	$U_m \geq 300$	Routine	Routine	Routine	Special	Routine

NOTE 1 In some countries, for transformers with  $U_m \leq 72,5$  kV, LI tests are required as routine tests, and ACLD tests are required as routine or type tests.

NOTE 2 If the ACSD test is specified, the SI test is not required. This should be clearly stated in the enquiry document.

Dónde:

Lightning impulse (LI), es la prueba de impulso

Switching impulse (SI), es la prueba de switcheo

Long Duration AC (ACLD), es la prueba de tensión inducida de larga duración.

Short Duration AC (ACSD), es la prueba de tensión inducida de corta duración.

Separate Source AC, es la prueba de tensión aplicada.

## 2.4 COSTOS EN TRANSFORMADORES

Los usuarios industriales están interesados en la aplicación económica de los transformadores. Casi todas las empresas industriales consumen grandes

cantidades de energía eléctrica y suelen utilizar uno o más transformadores para reducir la tensión suministrada por la compañía distribuidora hasta el valor de la tensión utilizada en la fábrica. Cuando el usuario industrial posee estos transformadores reductores, la energía que se le vende es la medida en sus lados de alta tensión. Por ellos, el costo de las pérdidas en el transformador es importante para el usuario, ya que estas pérdidas se hallan incluidas en la energía medida que se le vende y por tanto ocasionan una carga que hay que pagar como gasto de financiamiento definido.

#### **2.4.1 Diseño Óptimo de un Transformador**

El costo total de un transformador para un usuario consta de dos componentes principales:

1. Los costos iniciales, es decir, el precio de adquisición del transformador y los servicios de transporte, montaje y puesta en servicio.
2. Los costos operativos durante el tiempo que se utilice el transformador.

Los costos de operación consisten en la vigilancia, el mantenimiento, el seguro y los impuestos, y no menos importante, los costos de la energía necesaria para cubrir las pérdidas en el transformador,

Los proveedores de transformadores ofrecen transformadores de acuerdo al requerimiento del usuario de la potencia y relación de voltaje solicitada, además de cumplir con los requisitos dieléctricos, térmicos y mecánicos. Un transformador puede estar diseñado para lograr el precio más bajo de compra. Las pérdidas de un transformador son relativamente altas, y en consecuencia los costos de funcionamiento serán altos.



Sin embargo, mediante el aumento de la sección transversal de los conductores de la bobina y / o el núcleo más allá de la mínimo necesario para un transformador fiable, una amplia gama de diseños de transformadores con menores pérdidas se pueden lograr. La cantidad de materiales será mayor y, también, naturalmente, el precio de compra.

La figura 2.46 muestra en principio cómo el costo de fabricación (la curva azul relacionado con el eje vertical de la izquierda) y las pérdidas (la curva roja relacionado con el eje vertical derecho) varían con la masa transformador o el consumo de material. El costo de fabricación se incrementa con el incremento de la masa del transformador, mientras que las pérdidas disminuyen con el aumento de masa transformador.



Figura 2.46. Costos de fabricación y pérdidas varían respecto a la masa del Transformador (Kg.)

En la figura 2.47 el valor monetario de las pérdidas se inserta en lugar de las pérdidas.

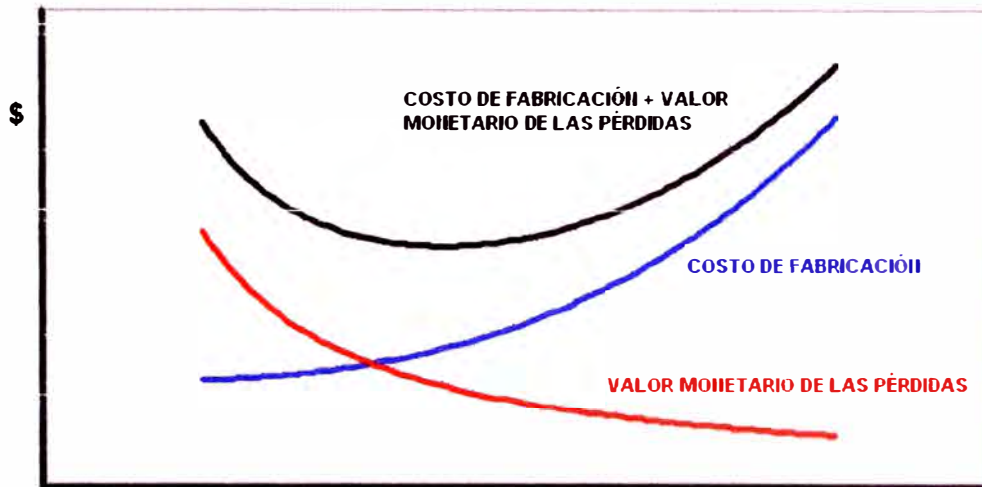


Figura 2.47. Costos de fabricación y pérdidas varían respecto a la masa del Transformador (Kg.)

La curva de negro es la suma del costo de fabricación y el valor monetario de las pérdidas, es decir los costos totales. Esta curva tiene un punto mínimo como se puede ver en la figura 2.47.

La mejor compra del cliente es un transformador que le proporcione los mínimos costos totales, que se va a encontrar en algún lugar de la escala entre el precio mínimo de compra y el precio de un transformador que desde un punto de vista técnico puro es más o menos grande. ¿Cuánto se debe de incrementar la cantidad de materiales para obtener el transformador de pérdidas óptimas?

Para responder a esta pregunta, se necesita el costo por kilovatio de las pérdidas en vacío y de las pérdidas en carga, que debe ser proporcionada por el comprador. Basado en estos valores, el diseñador trabaja con el mejor arreglo entre el costo inicial y de los gastos de las pérdida de potencia.

Los valores monetarios de las pérdidas, los llamados valores capitalizados de pérdida, expresan la cantidad máxima de dinero que el usuario está dispuesto a invertir para reducir las pérdidas del transformador por un kilovatio.

## **CAPÍTULO III**

### **METODOLOGÍA PARA EL COSTEO DE REVITALIZACIÓN DE TRANSFORMADORES**

#### **3.1 ALCANCES Y FASES DE LA REVITALIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Para realizar el costeo de la revitalización de un transformador se debe analizar cada una de las siguientes fases:

1. Metodología para la revitalización de transformadores
2. Elaboración del diseño eléctrico
3. Elaboración del diseño mecánico y de refrigeración
4. Selección de equipos y/o accesorios
5. Cálculo del precio del revitalizado del transformador

Antes de realizar cualquier análisis debemos de explicar los alcances del servicio de revitalizado y la variedad del mismo. Tenemos tres casos:

##### **3.1.1. Rebobinado integral**

El cual consta de devolver las propiedades originales del transformador; es decir, voltajes y regulación ajustadas al original e idéntica potencia a la original. Lo destacado en este punto es que se realiza un nuevo diseño eléctrico, mejorando el diseño original, garantizando el servicio. Por otro lado, de ser necesario y luego de realizar la inspección al transformador, en algunos casos es imprescindible cambiar el núcleo magnético, depende del estado en que se encuentre. Si el transformador

a intervenir fue debido a una falla, hay que inspeccionar si ésta es superficial; de ser así, se puede cambiar solo las láminas dañadas y remplazarlas por unas nuevas, y a su vez realizarle un mantenimiento integral al núcleo magnético. En caso, de que sea una falla mayor se debe de fabricar un nuevo núcleo magnético; también, se suele realizar el cambio de núcleo, si es que éste es antiguo; de ser el caso y planteándole esta alternativa al cliente, se procede a diseñar y fabricar uno nuevo. La alternativa de un nuevo núcleo magnético permite trabajar con mayores inducciones y a su vez mejorar las pérdidas en vacío. En algunos casos, se suele cambiar los accesorios y/o equipos que contiene el transformador, esto se realiza si es que uno de los equipos o accesorios falla, o se encuentra obsoleto. De tal modo, se ofrece una renovación de equipos.

### **3.1.2. Cambio de tensión y cambio de regulación**

Este caso se define como el cambio de tensión de uno de los lados de tensión, puede ser de alta o baja tensión, pero manteniendo la potencia original del transformador. El cambio de regulación se debe a que el cliente quiere cambiar el tipo de regulación; es decir, pasar de utilizar conmutador en vacío a conmutador bajo carga o viceversa; aunque en algunos casos se varía el rango de regulación o la cantidad de taps, todo esto manteniendo la potencia original. Para ello se tiene que realizar el diseño eléctrico con el cambio de tensión o regulación solicitada. Asimismo, evaluar la impedancia de cortocircuito, las nuevas pérdidas totales en el transformador, las distancias mínimas internas dentro del tanque, así como las distancias mínimas externas. Lo que refiere al cambio de accesorios es por la misma razón descrita en el punto anterior.

### **3.1.3. Repotenciación**

En este proceso interviene el incremento de potencia, que se define como el aumento de potencia de un transformador. Lo cual conlleva a la revisión del amperaje de los bushings y del conmutador de tomas, y de ser necesario se cambia el accesorio. En algunos casos, para lograr el incremento de potencia es preciso cambiar el núcleo. Es imprescindible, verificar la disipación de pérdidas del transformador, ya que al incrementar la potencia, también aumentan las pérdidas. Entonces, se debe de calcular la capacidad de disipación de los radiadores existentes, incrementar la cantidad de radiadores o en el peor de los casos cambiarlos por unos de mayor capacidad. La parte referente al cambio de accesorios es debe a la misma razón descrita en el punto anterior. Cuando se realiza el incremento de potencia del transformador, cambiando, el núcleo magnético y los accesorios del transformador, manteniendo solo la estructura metálica del transformador (tanque, tapa, conservador), a este caso se le denomina como remanufactura del transformador.

A continuación se describirá las fases de la metodología del costeo de revitalización de transformadores:

## **3.2 METODOLOGÍA PARA LA REVITALIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

### **3.2.1. Comprensión de la solicitud - Lista de exigencias**

Por lo general, como datos de inicio para el diseño junto con las exigencias o problemas del cliente, se recibe una descripción de la situación del problema a solucionar o una serie de exigencias que debe tener el transformador en base a especificaciones técnicas. En esta parte, se trata de preparar a partir de una

solicitud, un pedido concreto del sistema técnico del transformador, con una serie de exigencias debidamente clasificadas y cuantificadas.

### 1. Análisis del problema en forma crítica

Muchas veces la información entregada con la solicitud de cotización del cliente es deficiente, incompleta, difusa, contradictoria, falsa e incomprensible. Para resolver todas estas cuestiones se debe asumir el problema en forma crítica y, en base a las aclaraciones o precisiones necesarias, la solicitud debe ser comprendida sin tener lugar a dudas. Con esta fase se evitan los malos entendidos, duplicidad de trabajos, falsos plazos de entrega y, naturalmente, se evitan también las consecuencias económicas que esto podría ocasionar como adquisiciones adicionales de accesorios o compras inadecuadas, así como horas de trabajo de ingeniería perdida que pudieran ocurrir debido a los problemas de información.

### 2. Comprobación de las posibilidades de realización

La comprobación de las posibilidades de realización se basa en primer lugar por un punto de vista técnico y por otro lado desde el punto de vista económico. El primero hace referencia al manejo y conocimiento de la técnica, tecnología y ciencia para el diseño del transformador a revitalizar; el segundo punto de vista se refiere al empleo de las horas-hombre, equipos y materiales que se van a emplear en el revitalizado, de tal modo que se obtenga un precio competitivo.

### 3. Ordenamiento y cuantificación de las exigencias

Para empezar la fase del diseño eléctrico y mecánico se debe ordenar y completar la información recibida del cliente referente a las condiciones que debe satisfacer el transformador. Existen dos fases:

- Coleccionar las exigencias

Se debe ser neutral frente a la solución del problema. Las exigencias se deben basar en las siguientes preguntas:

¿Cuál es la finalidad que debe satisfacer la solución?

¿Cuáles propiedades debe tener esta solución?

¿Qué propiedades no debe tener esta solución?

Se debe indicar también información adicional de funcionamiento, tener en cuenta los datos de calidad como de cantidad.

- Ordenar las exigencias,

En primer lugar, se debe colocar la función principal donde estarán los requerimientos principales y las propiedades o características del transformador a revitalizar.

#### 4. Lista de exigencias detallada

Como resultado de esta fase del diseño, el transformador debe tener todas sus exigencias ordenadas y clasificadas. La lista de exigencias completa es un acuerdo entre el soporte de ventas, el vendedor y el cliente.

#### **3.2.2. Concepto de la solución – Elaboración del proyecto preliminar**

La elaboración del proyecto preliminar es una parte del proceso del diseño de transformadores para la revitalización, el cual se realiza después de detallar el problema a través de su conceptualización. La formulación de una estructura de funciones y la búsqueda de principios de solución apropiados para cada una de las funciones, así como el procesamiento de la combinación de los posibles caminos de solución, permitirán determinar el concepto óptimo de solución; es decir, la elaboración del concepto tiene dos partes:

- Estructura de funciones
- El concepto de solución

## 1. Estructura de funciones

Los datos de entrada en esta etapa de diseño se encuentran en la lista de exigencias de especificaciones técnicas del transformador. Para el proceso de la elaboración de la lista de exigencias y de la solicitud de un diseño muchas veces el soporte de ventas trae consigo ideas fijas para la formulación de alguna solución. Contra esto, para evitar el bloqueo de nuevas ideas, se hace necesario un proceso de abstracción, lo cual facilitará la búsqueda de un proceso óptimo de solución. Toda empresa tiene su propia experiencia, pero también prejuicios y convenciones, los cuales junto con el propósito de no correr ningún riesgo en la apertura de nuevas soluciones, impiden las soluciones de las mismas, que desde el punto de vista técnico y económico, podrían ser mejores; Entonces, a partir de un análisis de la lista de exigencias se deberá formular el problema en forma abstracta.

## 2. Concepto de solución

Los datos de entrada en esta etapa de diseño son:

- La estructura de funciones
- La lista de exigencias

La estructura de funciones se confecciona dividiendo el proceso técnico en funciones parciales; entonces, el objetivo de esta etapa del diseño es transformar la estructura de funciones, a través de principios de solución para cada una de las funciones parciales, dando como resultado una estructura de construcción.



### **3.2.3. Elaboración del proyecto preliminar**

Esta fase del diseño trata de llegar a un proyecto preliminar a partir del concepto de solución encontrada en la fase anterior o a lo requerido por el cliente en el revitalizado del transformador.

#### **1. Proyecto preliminar**

Los datos de entrada de esta etapa son:

- El bosquejo del concepto de solución
- La lista de exigencias del transformador
- La estructura de funciones del transformador

Lo que se requiere en esta etapa es lograr, aproximadamente, la descripción de la estructura de construcción del sistema técnico del transformador; es decir, al final de la etapa se debe conseguir un documento de diseño plasmado en un bosquejo del proyecto preliminar. La representación del proyecto deberá ser de acuerdo a la idea de configuración del sistema técnico.

#### **a) Determinación de los puntos de orientación para la elaboración de la forma del proyecto**

Como puntos de partida para la configuración de elementos o del transformador mismo se deben fijar algunos puntos de orientación. La comparación con sistemas parecidos pueden servir de ayuda. Los cálculos aproximados eléctricos y mecánicos, así como la experiencia del diseñador también juegan un papel importante, junto con las recomendaciones de las normas y tablas. La elaboración de la forma del proyecto no debe de ninguna manera responder a un cálculo detallado de sus elementos. Se debe lograr solo una forma aproximada del proyecto.

**b) Disposición y elaboración de la forma aproximada**

A partir del bosquejo del concepto de solución, uno se puede dedicar a la disposición de los sistemas parciales o componentes. Las posibilidades de disposición son numerosas; sin embargo, la decisión en la disposición del transformador es, precisamente, el primer punto más importante en el proyecto preliminar. El segundo punto importante es la configuración básica de cada uno de los componentes del transformador; esta etapa es iterativa y se puede realizar muchas veces dando lugar a variantes.

**c) Determinación del tipo de material, tipos de procesos de fabricación, tolerancias y calidad del acabado superficial en cada uno de los casos**

Por lo general, para el proyecto preliminar, no es necesario fijar las características del diseño antes mencionadas. La selección del material o algunas propiedades del diseño se van perfilando en forma iterativa; sin embargo, una decisión definitiva no es posible, ni indispensable en esta etapa.

**d) Examinar las zonas de configuración deficientes o débiles**

En los sistemas técnicos de los transformadores se encuentran muchos aspectos o zonas de configuración que pueden ser deficientes entre los cuales se pueden mencionar algunos como:

- Ubicación del conmutador de tomas, dependiendo si este es en vacío o bajo carga
- Ubicación del tanque conservador
- Espacio para las conexiones internas y derivaciones
- Vigas de refuerzo para la tapa y tanque del transformador
- Disposición de bushings y transformadores de corriente tipo pasantes

- Disposición óptima de radiadores
- Distancias internas bobina-tanque, partes vivas-tanque, etc.

Según diferentes puntos de vista estos pueden dar lugar a una variedad de soluciones, las cuales a su vez juegan un papel importante en la solución total o tienen una gran influencia en el proceso de optimización.

## 2. Representación del proyecto preliminar

La representación de una estructura aproximada se hace a través de un bosquejo del proyecto, esto puede ser hecho en computadora con un paquete de diseño adecuado o hecho a mano alzada. El objetivo de esta parte es la de comunicar claramente y sin dudas las ideas al lector del plano.

## 3. Determinación del proyecto preliminar óptimo, mejoramiento, evaluación y verificación

La evaluación de las alternativas de las estructuras de construcción y los bosquejos del proyecto preliminar son más exactas porque las características del diseño están ya fijadas. De estos bosquejos se pueden apreciar claramente el valor de los criterios escogidos. Ya que es posible obtener o estimar los datos de los factores que influyen en los costos de fabricación, entonces, la primera posibilidad de proceder a un estimado aproximado de costo.

### 3.3 CÁLCULO ELÉCTRICO

Para la elaboración del diseño eléctrico de la parte activa se utiliza un software. Hay diversos software de diferentes empresas que se dedican a la fabricación de transformadores, así como se utilizan también hojas de cálculo en Excel. Se utilizara el software de la empresa ABB para realizar el cálculo eléctrico.

### 3.3.1. Primera Pantalla del Software del Cálculo Eléctrico

Se mostrara el programa por diferentes pantallas, y en cada ventana, los datos que se deben llenar.

Figura 3.1. Pantalla principal del software de cálculo eléctrico

En la figura 3.1 se debe llenar los siguientes datos:

La potencia (Rated Power) del transformador en AT, BT y MT en caso de que el transformador sea de tres devanados.

Luego, la tensión nominal (Voltage) de cada devanado.

- La potencia de cortocircuito (Short-Circuit Power). Este dato lo da el cliente, en caso de no ser así se toma de referencia según las recomendaciones que indica la tabla 2 de la norma IEC 60076-5, como se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Tabla 2 de la norma IEC 60076-5

Table 2 – Short-circuit apparent power of the system

Highest voltage for equipment, $U_m$ kV	Short-circuit apparent power MVA	
	Current European practice	Current North American practice
7,2; 12; 17,5 and 24	500	500
36	1 000	1 500
52 and 72,5	3 000	5 000
100 and 123	6 000	15 000
145 and 170	10 000	15 000
245	20 000	25 000
300	30 000	30 000
362	35 000	35 000
420	40 000	40 000
525	60 000	60 000
765	83 500	83 500

NOTE If not specified, a value between 1 and 3 should be considered for the ratio of zero-sequence to positive-sequence impedance of the system.

- Después, se llena el porcentaje de regulación (Tappings) de los devanados sea en AT o en otro devanado.
- Luego, colocamos la frecuencia (Frequency) a la cual funcionara el transformador, sea a 50 o 60 Hz.
- Asimismo, seleccionamos el grupo de conexión del transformador (Connection Group).

Se pulsa el botón calcular y aparecerán los niveles de aislamiento de cada devanado según la tensión de cada uno de estos. En algunos casos se deben cambiar según las solicitaciones eléctricas, en todo caso hay que guiarse de la tabla 2 y tabla 4 de la norma IEC 60076-3 para transformadores fabricados según norma IEC, como se aprecia en las tablas 3.2 y 3.3; y de la tabla 4 y tabla 5 de la norma IEEE C57.12.00 - 2010 para transformadores fabricados según norma IEEE, como se muestra en las tablas la 3.4 y 3.5.

Tabla 3.2. Tabla 2 de la norma IEC 60076-3

Table 2 – Rated withstand voltages for transformer windings with highest voltage for equipment  $U_m \leq 170$  kV – Series I based on European practice

Highest voltage for equipment $U_m$ kV r.m.s.	Rated lightning impulse withstand voltage kV peak	Rated short duration induced or separate source AC withstand voltage kV r.m.s.
3,6	20	10
7,2	40	20
12	60	28
17,5	75	38
24	95	50
	125	
36	145	70
	170	
52	250	95
60	280	115
72,5	325	140
100	380	150
123	450	185
145	550	230
170	650	275
	750	325

NOTE Dotted lines may require additional phase-to-phase withstand tests to prove that the required phase-to-phase withstand voltages are met.

Tabla 3.3. Tabla 4 de la norma IEC 60076-3

Table 4 – Rated withstand voltages for transformer windings with  $U_m > 170$  kV

Highest voltage for equipment $U_m$ kV r.m.s	Rated switching impulse withstand voltage phase-to-earth kV peak	Rated lightning impulse withstand voltage kV peak	Rated short-duration induced or separate source AC withstand voltage kV r.m.s.
245	550	650	325
300	650	750	360
362	750	850	395
	850	950	460
	950	1050	510
		1175	
420	850	1050	460
550	950	1175	510
	1050	1300	570
	1175	1425	630
	1300	1550	680
800	1300	1675	note 3
	1425	1800	note 3
	1550	1950	note 3
		2100	

NOTE 1 Dotted lines are not in line with IEC 60071-1 but are current practice in some countries.

NOTE 2 For uniformly insulated transformers with extremely low values of rated AC insulation levels, special measures may have to be taken to perform the short-duration AC induced test, see 12.2.

NOTE 3 Not applicable, unless otherwise agreed

NOTE 4 For voltages given in the last column, higher test voltages may be required to prove that the required phase-to-phase withstand voltages are met. This is valid for the lower insulation levels assigned to the different  $U_m$  in the table.

En caso de ser necesario se corrige los niveles de aislamiento, tanto el BIL y el nivel de tensión de prueba, en caso que las solicitudes sean mayores al standard. Asimismo no olvidar, de corregir el nivel de aislamiento del neutro (Neutral Point), en caso de utilizar neutro reducido.

Tabla 3.4. Tabla 4 de la norma IEEE C57.12.00 - 2010

Table 4—Dielectric insulation levels for distribution and Class I power transformers, voltages in kV

Maximum system voltage (kV rms)	Nominal system voltage (kV rms)	Applied voltage test (kV rms)			Induced voltage test (phase to ground) (kV rms)	Winding line-end BIL (kV crest)			Neutral BIL (kV crest)	
		Delta or fully insulated wye	Grounded wye	Impedance grounded wye		Minimum	Alternates		Grounded wye	Impedance grounded wye
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11
<b>Distribution transformers</b>										
1.5	1.2	10	—	10	1.4	30			30	30
3.5	2.5	15	—	15	2.9	45			45	45
6.9	5	19	—	19	5.8	60			60	60
11	8.7	26	—	26	10	75			75	75
17	15	34	—	34	17	95	110		75	75
26	25	40	—	40	29	125	150		75	95
36	34.5	50	—	50	40	125	150	200	75	125
48	46	95	—	70	53	200	250		95	150
73	69	140	—	95	80	250	350		95	200
<b>Class I power transformers</b>										
1.5	1.2	10	10	10	1.4	30	45		30	30
3.5	2.5	15	15	15	2.9	45	60		45	45
6.9	5	19	19	19	5.8	60	75		60	60
11	8.7	26	26	26	10	75	95		75	75
17	15	34	26	34	17	95	110		75	75
26	25	50	26	40	29	150			75	95
36	34.5	70	26	50	40	200			75	125
48	46	95	34	70	53	200	250		95	150
73	69	140	34	95	80	250	350		95	200

Tabla 3.5. Tabla 5 de la norma IEEE C57.12.00 - 2010

Table 5—Dielectric insulation levels for Class II power transformers, voltages in kV

Maximum system voltage (kV rms)	Nominal system voltage (kV rms)	Applied voltage test (kV rms)			Induced voltage test (phase to ground) (kV rms)		Winding line-end BIL (kV crest)			
		Delta & fully insulated wye	Grounded wye	Impedance grounded wye	Enhanced 7200 cy.	One hour	Minimum	Alternates		Grounded wye
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11
<b>Low-voltage windings (69 kV and lower)</b>										
<=17	<=15	34	26	26	20	15	110			
26	25	50	26	34	29	24	150			
36	34.5	70	26	50	41	32	200			
48	46	95	34	70	55	42	200	250		
73	69	140	34	95	81	63	250	350		
<b>High-voltage windings (115 kV and higher)</b>										
121	115	173	34	95	120	105	350	450	550	
145	138	207	34	95	145	125	450	550	650	
169	161	242	34	140	170	145	550	650	750	825
242	230	345	34	140	240	210	650	750	825	900
362	345	518	34	140	360	315	900	1050	1175	
550	500	N/A	34	140	520	460	1425	1550	1775	
765	735	N/A	34	140	850	750	1950	2050		
800	765	N/A	34	140	885	795	1950	2050		



### 3.3.2. Segunda Pantalla del Software del Cálculo Eléctrico

LSL Design Program [1] - [Core and Number of Turns - New Design]

File Edit Design View Page 1 Tools Mechanical Language Help

Core Diameter  mm

Yoke Shape

Core Material

PO Correction Factor

Step Lap Core

Initial Flux Density  T

Perm. Tr. Ratio Error  %

Short Circuit Impedance Zk 1-2  %

Zk Tolerance  %

Tappings Divided (Continuous Disk)

Final Flux Density  T

Core Cross-Section  cm<sup>2</sup>

Turns	+pos	+pos	-pos
Voltage System 1	<input type="text" value="558"/>	<input type="text" value="493"/>	<input type="text" value="428"/>
2	<input type="text" value="85"/>	<input type="text" value="85"/>	<input type="text" value="85"/>
3	<input type="text" value="337"/>	<input type="text" value="337"/>	<input type="text" value="337"/>

Turns in Tappings	+position	-position
Voltage System 1	<input type="text" value="13"/> x <input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="13"/> x <input type="text" value="5"/>
2	<input type="text" value=""/> x <input type="text" value=""/>	<input type="text" value=""/> x <input type="text" value=""/>
3	<input type="text" value=""/> x <input type="text" value=""/>	<input type="text" value=""/> x <input type="text" value=""/>

Max Ratio Error  0.213 %

Error on middle position  %

Calculate: Enter/F8 Pages: F1 <- Esc/F11 F12 ->  < >

Figura 3.2. Segunda pantalla del software del cálculo eléctrico

Luego de pulsar calcular, pasamos a la pantalla siguiente como se muestra en la figura 3.2 donde se debe llenar los siguientes datos:

El diámetro del núcleo magnético (Core Diameter).

El tipo de material del núcleo (Core Material), que puede ser de 0.23, 0.27 y 0.30 mm de espesor cada lamina.

El factor de corrección de las pérdidas en vacío, el cual dependerá del tipo de material. (Po Correction Factor).

- Si es un núcleo tipo step lap (Step Lap Core) darle un check a la casilla, sino dejarlo en blanco.

La inducción que utilizara el núcleo en teslas (Initial Flux Density).

La impedancia de corto circuito (Short Circuit Impedance  $Z_k$ ). En caso no tener este dato se puede utilizar las recomendaciones de la tabla 1 según la norma IEC 60076-5, como se muestra en la tabla 3.6.

Tabla 3.6. Tabla 1 de la norma IEC 60076-5

**Table 1 – Recognized minimum values of short-circuit impedance for transformers with two separate windings**

Short-circuit impedance at rated current	
Rated power kVA	Minimum short-circuit impedance %
25 to 630	4,0
631 to 1 250	5,0
1 251 to 2 500	6,0
2 501 to 6 300	7,0
6 301 to 25 000	8,0
25 001 to 40 000	10,0
40 001 to 63 000	11,0
63 001 to 100 000	12,5
above 100 000	>12,5

NOTE 1 Values for rated power greater than 100 000 kVA are generally subject to agreement between manufacturer and purchaser.

NOTE 2 In the case of single-phase units connected to form a three-phase bank, the value of rated power applies to three-phase bank rating.

Pulsamos calcular, y aparecerán las espiras, conforme a los requerimientos que tengamos podemos modificar estos valores, generalmente el valor de espiras de BT, siempre teniendo en cuenta la inducción y el error de relación de transformación que no debe de pasar del 0.4%.

### 3.3.3. Tercera Pantalla del Software del Cálculo Eléctrico

Después, de pulsar calcular y corregir lo que se requiera, se pasa a la siguiente pantalla como se muestra en la figura 3.3, donde se debe llenar los siguientes datos:

El método de regulación (Tapping Method), si no lleva regulación se selecciona "NA", si es lineal "+", si es más menos "+-", o si es gruesa-fina es "FC".

LSL Design Program [1] - [Initial Values for Windings - New Design]

File Edit Design View Page 1 2 Tools Mechanical Language Help

Voltage System 1 2 3  
Tapping Method +-  
Axial Split Upper/Lower

Rated Power 30000 kVA  
Zk 1-2 8.3 %  
Current at +-position  
Voltage System 1 298.6 A  
2 1328 A  
3 176.5 A  
Number of Turns  
Voltage System 1 558  
2 85  
3 337  
Core Diameter 450 mm  
Connection Group YNyn0d5

Wdg Orders, Tasks and Initial Values

No	Volt. Sys.	Task	Type	Material	A/mm2	Turns
1	3	B	MLA	CU	2.7240	337
2	2	B	HEL	CU	2.5690	85
3	1	B	CD1	CU	2.5690	493
4	1	F	LAY	CU	2.5690	70

Window Height 1570 mm  
Iterated Window Height 1720 mm  
Window Height / Core Diameter 3.49

Calculate: Enter/FB Pages: F1...F2 <- Esc/F11 F12 -> Calculate < >

Figura 3.3. Tercera pantalla del software del cálculo eléctrico

- En el cuadro siguiente se debe ubicar el orden de los devanados (Volt. Sys.), considerando que la ubicación (No) 1 es la más cercana al núcleo. En la etiqueta "Task" se coloca B, ya que son la bobina base. Cuando se tiene regulación en un lado de tensión (comúnmente en AT) se tiene dos casos. Cuando el transformador tiene conmutación en vacío y la regulación está contenida en la misma bobina base para transformadores menores a 72.5 kV, en este caso se coloca "B+T"; si se da el caso de un transformador con conmutación bajo carga o regulación en vacío para tensión mayor e igual a 138 kV, la regulación va en una bobina aparte,

para ello se coloca un ítem más por la bobina de regulación con el mismo sistema de tensión que pertenece, colocando a la base como "B" y la regulación como "F" si es lineal o más menos, y si es gruesa-fina se selecciona "FC".

- Después, para cada devanado seleccionamos el tipo (Type) de bobinado de acuerdo al número de espiras y nivel de tensión. Generalmente, para bobinas de baja tensión y espiras menores a 100, se utiliza tipo hélice; para bobinados con tensión hasta 36 kV, se utiliza bobina tipo multicapa, y mayor a esta tensión se utiliza bobina tipo disco. En algunos casos por el nivel de corriente conviene utilizar bobina tipo disco en vez de multicapa.
- Luego, seleccionamos el material del devanado, cobre (CU) o aluminio (AL).
- Finalmente, colocamos la altura del núcleo en mm.

Luego, se pulsa calcular y las siguientes pantallas pertenecen al cálculo de cada tipo de bobinado que utilizamos.

Para el cálculo de cada tipo de bobinado hay parámetros que se utilizan indistintamente del tipo de bobinado, como son los siguientes:

- Las distancias al yugo superior y al yugo inferior (Wdg-Yoke Top y Bottom), las cuales se debe cumplir las distancias mínimas dependiendo del tipo de bobinado, el nivel de tensión y la distancia entre centros del núcleo. En la tabla 3 del estándar 1LBA 4630-502 de la empresa ABB, se muestra estas distancias mínimas en la tabla 3.7 para tensiones hasta 145 kV, y en la tabla 3.8 se muestra para tensión de 220 kV, independientemente de la distancia entre centros del núcleo.

Tabla 3.7. Tabla 3 del estándar 1LBA 4630-502

C - C	Distancia final		Distancia final							
	Tipo de bobina interior		Tipo de bobina exterior							
	Bob. Capa	Otras	≤ 24 KV	36 KV	52 KV	72.5 KV 1) 2)	100 KV 3)	123 KV 4)	145 KV 5)	
36 - 54	t	60	56	76	76	86	96			
	b	40	36	56	56	66	76			
55 - 62	t	70	66	86	86	96	106			
	b	50	46	66	66	76	86			
63 - 82	t	95	90	110	110	120	130	135	145	150
	b	60 (*)	55 (*)	75	75	85	95	100 (*)	110 (*)	115 (*)
83 - 150	t	115	110	130	130	140	150	155	165	170
	(*)	b	75 (*)	70 (*)	90	90	100	110	115 (*)	125 (*)

Tabla 3.8. Tabla de distancia a yugo superior e inferior para 220 kV, BIL 950 y BIL 1050

220 kV (BIL 900 kV)						
	Terc	BT	AT	Reg +/-	RG	RF
Top (mm)	192	202	212	316	296	366
Bottom (mm)	93	103	113	217	197	267
220 kV (BIL 1050 kV)						
	Terc	BT	AT	Reg +/-	RG	RF
Top (mm)	212	222	232	340	312	382
Bottom (mm)	93	103	113	221	193	263

- Las distancias mínimas entre bobinas, y entre núcleo y bobinas se refleja en la distancia del canal (Insulation Duct), que dependen del nivel de tensión y del BIL. En la tabla 1 del estándar 1LBA 4630-502 de la empresa ABB, se muestra estas distancias mínimas hasta 145 kV según la tabla 3.9, más detalles en el estándar. En las figuras 3.4 y 3.5 se observa para 220 kV: BIL 900 kV y BIL 1050 kV.

Tabla 3.9. Tabla 1 del estándar 1LBA 4630-502

Table1. Radial clearances

Um (kV)	ULI (BIL) (kV)	UAC (kV)	Between the core and the winding		Between windings				Between phases			
			Duct total (mm)	Solid total (mm)	Duct total A (mm)	B (mm)	E (mm)	Solid total (mm)	Distance C (mm)	D (mm)	Solid (mm)	Y-connected tap windings
1.1	24	8	4... 1)	1	8	10	8	1	8	11	2	8
3.6	40	10	8	2	9 2)	11 *)	8	2. 1) 2)	8	11	2	8
7.2	60	20	8	2	9 2)	11 *	8	2. 1) 2)	8	11	2	8
12	75	28	8	2	9 2)	11 3)	8	2. 1) 2)	8	11	2	8
17.5	95	38	12	2	10 2)	11 3)	8	2. 1) 2)	10	12	2	10
24	125	50	15	2	10 2)	11 *)	10	2. 1) 2)	10	12	2	12
36	170	70	20	2	16 2)	18	10	2. 1) 2)	18	20	4	16
52	250	95	27	2+2	-	22	12	2+2. 1)	30	30	4	18
72.5	325(350)	140	30	2-2	-	26	12	2+2. 1)	32	32	4	20
100	450	185	n.a.	n.a.	n.a.	33	n.a.	2+3	n.a.	44	2+3+2	24
123	550	230	n.a.	n.a.	n.a.	38	n.a.	2+3+1	n.a.	54	2+3+2	24
145	650	275	n.a.	n.a.	n.a.	44	n.a.	2+3+1	n.a.	66	2+1+3+ +1+2	34

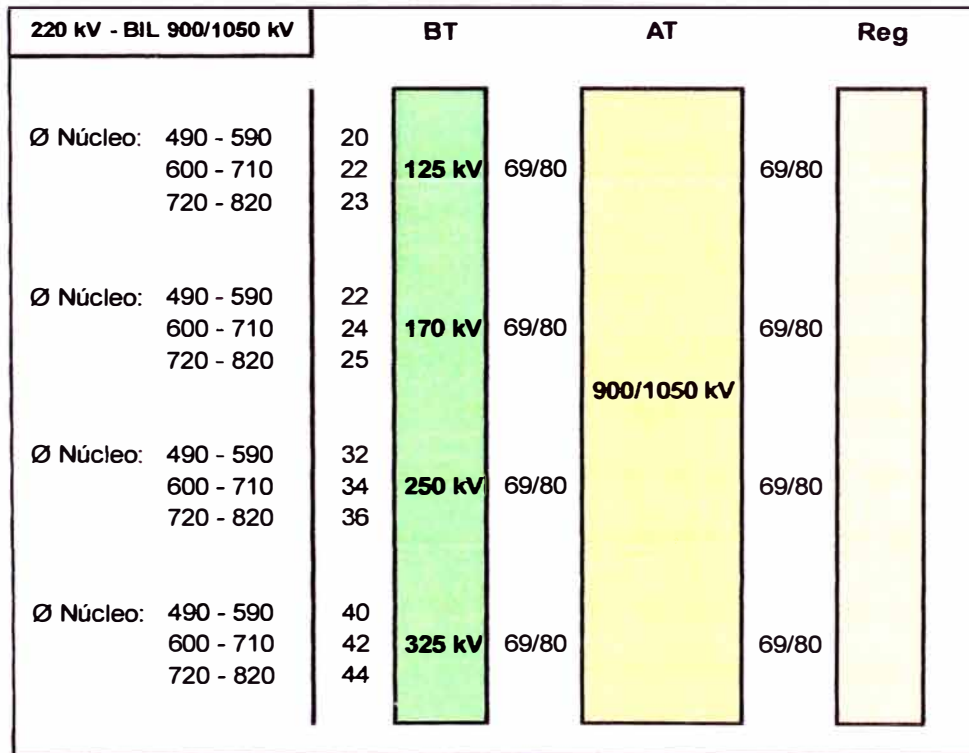


Figura 3.4. Distancias mínimas en aceite para 220 kV, BIL 900 y BIL 1050, para transformador con AT, BT y Reg.

220 kV - BIL 900/1050 kV		Terc		BT		AT		Reg
Ø Núcleo: 490 - 590 600 - 710 720 - 820	18	<b>50 kV</b>	18	<b>125 kV</b>	69/80	<b>900/1050 kV</b>	69/80	
	20		18					
	21		18					
Ø Núcleo: 490 - 590 600 - 710 720 - 820	22	<b>70 kV</b>	20	<b>170 kV</b>	69/80	<b>900/1050 kV</b>	69/80	
	24		20					
	25		20					
Ø Núcleo: 490 - 590 600 - 710 720 - 820	32	<b>95 kV</b>	22	<b>250 kV</b>	69/80	<b>900/1050 kV</b>	69/80	
	34		22					
	36		22					
Ø Núcleo: 490 - 590 600 - 710 720 - 820			27	<b>325 kV</b>	69/80	<b>900/1050 kV</b>	69/80	
			27					
			27					

Figura 3.5. Distancias mínimas en aceite para 220 kV, BIL 900 y BIL 1050, para transformador con AT, BT, Terc y Reg.

En las figuras 3.4 y 3.5 se observa las distancias entre bobinas que va a depender del diámetro del núcleo, así como el BIL de la bobina del terciario y/o del de baja tensión.

- El tipo de conductor (Conductor), que pueden ser: "Round enamel", "Rec. paper", "Rec. enamel", "Foil", "CTC paper", "CTC net", "CTC paper/epoxy" y "CTC net/epoxy". El Round enamel es el conductor de alambre redondo esmaltado como aislante; El Rec. paper es el conductor de alambre rectangular con forro de papel kraft termoestabilizado, que es el más utilizado (papel kraft termoestabilizado es el estándar que cumple el aislamiento tipo clase E (120 °C); El Rec. enamel es el conductor de alambre rectangular esmaltado; El conductor tipo Foil es el tipo folio que es esmaltado y solo para bobinas tipo folio aplicado para transformadores de distribución; el CTC paper se refiere al conductor continuamente



transpuesto aislado todo el conjunto de conductores con papel; el CTC net, es similar al anterior pero el aislamiento exterior es un cordón que hace que el CTC sea más compacto, es utilizado para bajas tensiones; El CTC paper/epoxy es cuando los conductores están bañados de una resina epóxica y como aislamiento de todo el CTC se tiene el papel; y por ultimo el CTC net/epoxy es similar al anterior pero utiliza como aislamiento final un cordón alrededor de todo el CTC.

- Las dimensiones del conductor (Conductor HxT), para el caso de conductor rectangular, que es el más utilizado, la altura del conductor varia conforme varia la altura del núcleo, sin embargo, el espesor del conductor esta normalizado de acuerdo a la tabla 1 del estándar 1LBA 4630-501 de la empresa ABB, como se muestra en la tabla 3.10. La altura del conductor puede ser de hasta 15 mm, se debe de cumplir la relación entre altura y espesor que va de 1.25 a 10 aproximadamente como se observa en la figura 3.6.

Tabla 3.10. Tabla 1 del estándar 1LBA 4630-501

**Table 1.** Conductor dimensions according to IEC R40 series.

1,12	2,36	5,00	10,6	17,5
1,18	2,50	5,30	11,2	18,0
1,25	2,65	5,60	11,8	18,5
1,32	2,80	6,00	12,5	19,0
1,40	3,00	6,30	13,2	19,5
1,50	3,15	6,70	13,6	20,0
1,60	3,35	7,10	14,0	20,6
1,70	3,55	7,50	14,5	21,2
1,80	3,75	8,00	15,0	21,8
1,90	4,00	8,50	15,5	22,4
2,00	4,25	9,00	16,0	
2,12	4,50	9,50	16,5	
2,24	4,75	10,0	17,0	



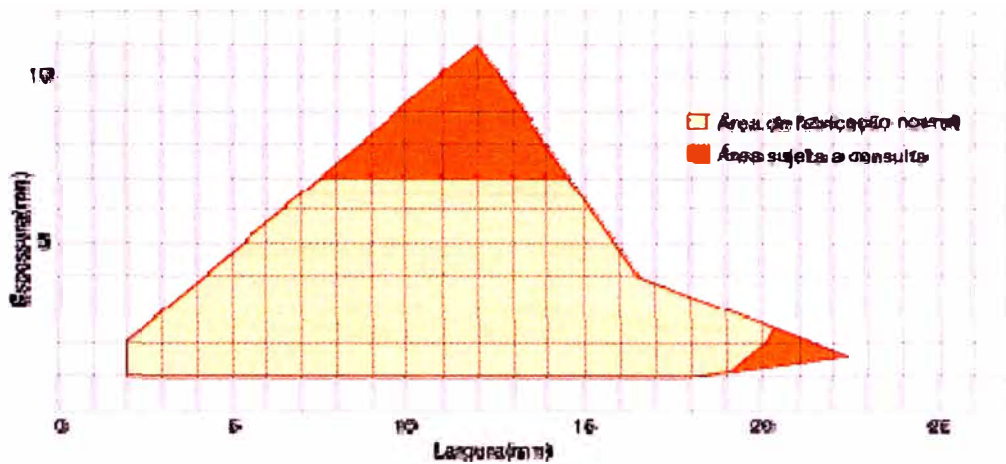


Figura 3.6 Dimensiones del conductor rectangular

Donde la “Largura” se refiere a la altura del conductor (H) y “Espesura” al espesor del conductor (T).

- Cuando se utilice los conductores continuamente transpuesto (CTC) también se debe de seguir unas recomendaciones. Se utilizan los tipos de CTC el paper/epoxy y el net/epoxy, ya que al cubrir los conductores con el aislamiento tipo epoxy, mejora sus propiedades eléctricas especialmente la de descargas parciales; para bobinas de baja tensión de hasta 36 kV se suele utilizar net/epoxy, para tensiones mayores la de paper/epoxy. Las dimensiones de cada conductor que forma parte del CTC, son para el espesor (b) va desde 1.3 a 3.0 mm, y para el ancho (h) va desde 3.25 a 12.5 mm, cumpliéndose la relación  $h/b$  de 2.5 a 6.5. Asimismo, pueden llevar desde 5 a 61 conductores; siendo la dimensión axial desde 6.5 a 25 mm, y la dimensión radial desde 4 a 70 mm; sin embargo la experiencia plantea utilizar como máximo 27 conductores.
- El aislamiento del conductor (C. Ins) rectangular también esta normalizado, según el estándar 1LBA 4631-501 de la empresa ABB, el

cual se muestra en la tabla 3.11. El espesor a utilizar dependerá del nivel de tensión y el BIL.

Tabla 3.11. Tabla del estándar 1LBA 4631-501, indica aislamiento del conductor

**2-sided insulation thickness of the paper insulated conductor.**

	Number of papers	Nominal thickness	Thickness measured with micrometer	Tolerance
	pcs	1) mm	mm	+/- mm
Rectangular copper or aluminum	3	0,25	0,23	0,025
	4	0,33	0,31	0,030
	5	0,40	0,39	0,040
	6	0,50	0,48	0,050
	7	0,57	0,55	0,055
	8	0,65	0,63	0,065
	10	0,80	0,77	0,075
	12	0,98	0,94	0,095
	15	1,20	1,16	0,115
	18	1,43	1,38	0,140
	20	1,57	1,52	0,160
	23	1,80	1,75	0,180
	27	2,00	1,95	0,200
	30	2,20	2,15	0,220
34	2,65	2,60	0,260	

- Para el enfriamiento de la bobina se tiene "Zig-Zag Oil Flow" que son las barreras colocadas dentro de las bobinas para controlar el flujo de aceite, y los "Cooling Ducts" que son los canales que van a lo largo de la bobina. Las barreras se utilizan para bobinas tipo hélice y disco, y la cantidad depende de la altura del bobinado. Los canales de aceite se utilizan en todos los tipos de bobinado y se puede colocar uno, dos o más canales y éstos son de 5 mm, se define "2x5", que significa dos canales de 5 mm.
- La densidad de corriente (Current Density) en A/mm<sup>2</sup>, de acuerdo al tipo de refrigeración puede variar, sin embargo se considera que no debe ser

mayor a  $3.5 \text{ A/mm}^2$ . Para terciarios de compensación se recomienda que sea  $2 \text{ A/mm}^2$  o menor, y para bobina de regulación no mayor a  $2.8 \text{ A/mm}^2$ .

- El gradiente de temperatura del devanado (Winding Gradient), se recomienda que para refrigeración ONAN no debe ser mayor a  $17 \text{ }^\circ\text{C}$ , y para refrigeración ONAF no debe ser mayor a  $24 \text{ }^\circ\text{C}$ . Para refrigeración OFAF/ODAF se considera la misma que ONAF, salvo excepciones. Cuando el gradiente de temperatura de la bobina es bajo, permite ir a densidades de corrientes mayores.
- Las pérdidas por Eddy (Eddy Losses) debidas por el espesor del conductor. Estas pérdidas adicionales no deben ser mayores a 15%.
- La altura radial del bobinado (Radial Build) debe ser de un mínimo de 8 mm para bobinas de regulación, dependiendo del nivel de tensión puede ser mayor.

#### **3.3.4. Pantalla del Software del Cálculo de Bobina Multicapa**

En la figura 3.7 se tiene la plantilla de cálculo para bobina tipo multicapa, en la cual se debe tener las siguientes consideraciones para realizar el cálculo:

- La cantidad alambres en paralelo (Helicals) varía dependiendo de la cantidad de corriente que pase por la bobina. Se recomienda que máximo sean cuatro, ya que si se coloca más el cilindro de cierre de la bobina sería muy grande y se desperdiciaría mucho espacio.
- El aislamiento entre capas (Layer Insulation) se coloca desde 0.25 mm a más en múltiplos de 0.125.
- La cantidad de partes axiales que se divide la bobina. Generalmente para bobinas multicapa son de dos partes, y se coloca un espacio entre ellas

(Axial Gap) de 20 a 40 mm (1x40). Si se coloca este espacio entre ellas, se debe colocar un espacio para los demás tipos de bobina que conforman el transformador para compensar los ampere vueltas faltantes. De no ser así, crearía un desbalance y ante un cortocircuito en el sistema, en el espacio ocurrirían los mayores esfuerzos y ocasionando la falla del transformador.

Figura 3.7. Calculo de bobina tipo multicapa

La cantidad de partes axiales que se divide la bobina. Generalmente para bobinas multicapa son de dos partes, y se coloca un espacio entre ellas (Axial Gap) de 20 a 40 mm (1x40). Si se coloca este espacio entre ellas, se debe colocar un espacio para los demás tipos de bobina que conforman el transformador para compensar los ampere vueltas faltantes. De no ser así, crearía un desbalance y ante un cortocircuito en el

sistema, en el espacio ocurrirían los mayores esfuerzos y ocasionando la falla del transformador.

Las capas (Layers) y espiras por capa (Turns/Layer) van a variar de acuerdo a la altura del conductor deseada, a la densidad de corriente, a la temperatura del bobinado y espesor del conductor.

### 3.3.5. Pantalla del Software del Cálculo de Bobina Hélice

En la figura 3.8 se tiene la plantilla de cálculo para bobina tipo hélice, en la cual se debe tener las siguientes consideraciones para realizar el cálculo.

La cantidad de conductores en paralelo (Radially Par. Cond) a utilizar depende del nivel de corriente del bobinado y de las pérdidas de Eddy, generalmente se colocan como máximo 25 conductores en paralelo.

Winding/Voltage System		Current Density	
Winding/Voltage System	222	A/mm2	2.648(2.648)
Voltage	10000 V	Winding Gradient	°C 15.5(15.5)
Insulation Level	12.0 kV	Winding Current	A 1327.906
Winding Height	1310 mm	Weight/Cross-Section	kg/mm2 2260.3/501.552
Radial Build	48.5 mm	Eddy Losses	% 7.5
Diameter (Inner/Outer)	577/674 mm	Winding Losses	W 40035(40035)
Total Losses	45865 W	Turns	85
Impedance to Winding	1.58 %	Spacer	2
		Internal Spacer	0
		Helicals	1

Wdg-Yoke (Top)		Winding Type		Axial Parts / Discs	
Wdg-Yoke (Top)	150 mm	Winding Type	HEL	Axial Parts / Discs	
Wdg-Yoke (Bottom)	110 mm	Winding Material	CJ	Layers	1
Insulation Tube		Conductor	Rec. paper	Turns/Layer	85
Insulation Duct Sticks	16 pcs	Current Density		Conductor HxT	12.6x2.24
Tapping Bars	1 -sided	Window Height	1570 mm	C. Ins / Narr. Side	0.4
Former Cylinder		Insulation Duct	13 mm	Radially Par. Cond.	18
Zig-Zag Oil Flow	<input checked="" type="checkbox"/>	Cooling Ducts		Axial Gaps	17x4    4x1

Calculate: Enter/F8 Pages: F1...F3 <- Esc/F11 F12 >> Calculate < >

Figura 3.8. Calculo de bobina tipo hélice

- Los conductores en paralelo axialmente (Helicals) puede ser 1, 2 o 4, cada uno se conoce como hélice simple, hélice doble y doble hélice doble respectivamente. En cada uno de estos casos se deben colocar espaciadores adecuados (Spacers e Internal Spacers). Estos espaciadores son desde 2 mm, y varían el espesor dependiendo del nivel de tensión y las sollicitaciones eléctricas.
- Cuando la bobina es hélice simple se debe dejar espacios para realizar la transposición de conductores, y eliminar las diferencias de tensión y las corrientes circulantes. La cantidad de estos espacios es de la cantidad de conductores en paralelo menos uno, y se deja como espacio entre 3 y 5 mm. Si una bobina de 18 conductores en paralelo, en la casilla "Axial Gap" se coloca "17x4", que significa 17 espacios de 4 mm. Cuando es una hélice doble o doble hélice doble, ya no es necesario dejar este espacio ya que la transposición se realiza internamente entre cada helical.

### **3.3.6. Pantalla del Software del Cálculo de Bobina Disco**

En la figura 3.9 se tiene la plantilla de cálculo para bobina tipo disco, en la cual se debe tener las siguientes consideraciones para realizar el cálculo.

- La cantidad de discos (Discs) va a depender del valor de espiras por disco (Turn/Disk) y de la altura del conductor. El valor de espiras por disco, debe ser cercano a un valor entero; el valor decimal debe estar entre .60 y .85. Pero se debe de verificar si la bobina que uno está diseñando tiene las espiras libres o pérdidas para realizar los cruces y pasar al siguiente disco.



LSI Design Program [1] - [Winding Calculation - New Design]			
File Edit Design View Page 1 2 3 Tools Mechanical Language Help			
Winding/Voltage System	3/1		
Voltage	8000	V	
Insulation Level	72.5	kV	
Winding Height	1310	mm	
Radial Build	87	mm	
Diameter (Inner/Outer)	728/900	mm	
Total Losses	115119	W	
Impedance to Winding	1:19.78	%	
	2:12.12		
Current Density	A/mm2	2.644(3.039)	
Winding Gradient	°C	12.4(15.6)	
Winding Current	A	298.629	
Weight/Cross-Section	kg/mm2	3817.8/112.96	
Eddy Losses	%	10.4	
Winding Losses	W	69254(88538)	
Turns		493	
Turns/Disk		6.66	
Parallel Parts		1	
Spacer		3	
Shield Pattern	No pattern	Winding Type	CDI
Wdg-Yoke (Top)	150 mm	Winding Material	CU
Wdg-Yoke (Bottom)	110 mm	Conductor	Rec. paper
Insulation Tube	mm	Current Density	A/mm2
Insulation Duct Sticks	16 pcs	Window Height	1570 mm
Tapping Bars	1 -sided	Insulation Duct	26 mm
Former Cylinder	<input type="checkbox"/>	Cooling Ducts	2x5 pcs/mm
Zig-Zag Oil Flow	<input type="checkbox"/>		
Axial Parts / Discs	74	Layers	
Turns/Layer		Conductor HxT	14.3x2
C. Ins / Narr. Side	0.65	Radially Par. Cond.	4
Radially Par. Cond.	4	Axial Gaps	
[Calculate: Enter/F8 Pages: F1...F3 <- Esc/F11 F12 ->] [Calculate] < >			

Figura 3.9. Calculo de bobina tipo disco

Para ello se calcula primero las espiras que se pierden en la bobina de disco y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{EspirasPerdidas} = \# \text{ Discos} \times \text{Espiras/Disco} - \# \text{ Espiras} \dots (e1)$$

Luego de realizar este cálculo se debe de comprobar lo siguiente:

$$\frac{\text{EspirasPerdidas} \times \# \text{ Cuñas}}{\# \text{ Discos} - 1} \geq \# \text{ ConductoresEnParalelo} \dots (e2)$$

Si se cumple esta desigualdad es válido el diseño de la bobina.

Se colocan espaciadores (Spacers), éstos se utilizan desde 2 mm, y varían el espesor dependiendo del nivel de tensión y las solicitaciones eléctricas.

La cantidad de conductores en paralelo (Radially Par. Cond) a utilizar se recomienda a colocar como máximo cuatro, ya que más de esta cantidad

dificultaría el trabajo de bobinado, demandando más horas hombre para fabricar la bobina.

- En algunos casos se coloca el bobinado en dos partes en paralelo (Parallel Parts), esto es más utilizado cuando la intensidad de corriente es alta, o en su defecto se coloca una parte en paralelo y se utiliza CTC.

### **3.3.7. Pantalla del Software del Cálculo de Bobina Regulación tipo Capa**

En la figura 3.10 se tiene la plantilla de cálculo para bobina de regulación tipo capa, en la cual se debe tener las considerar lo siguiente para realizar el cálculo.

- Al definir el tipo de bobina se debe especificar como va a ser la bobina, es decir si va a ser solo una capa con todos las salidas de las derivaciones o en dos capas. Por ejemplo, si se coloca "14x1", significa que es una capa con 14 bobinas para cada derivación, si por el contrario se selecciona "7x2", quiere decir que son dos capas con 7 bobinas por cada capa. Generalmente se utiliza el primer caso.
- La bobina de regulación se utiliza normalmente los conductores al revés, es decir, el ancho y altura del conductor cambian de posición, y el lado más largo (la altura) forma parte del ancho radial de la bobina. Para lograr esto se colocan varios conductores uno sobre otro (Helicals) y debe aparecer "NAR" que viene de Narrow. Cuando aparece esta etiqueta, se cambia ya se encuentra el conductor TxH, y se cambia las dimensiones del primer componente.



Winding/Voltage System		4/1	
Voltage	58000	V	
Insulation Level	72.5	kV	
Winding Height	1250	mm	
Radial Build	13	mm	
Diameter (Inner/Outer)	952/978	mm	
Total Losses	115119	W	
Impedance to Winding	2.34.87	%	
Height deviation	-0.5%	%	
Current Density	2.371(2.725)	A/mm2	
Winding Gradient	0.0(16.5)	°C	
Winding Current	298.629	A	
Weight/Cross-Section	764.2/125.96	kg/mm2	
Eddy Losses	0.0	%	
Winding Losses	0(13487)	W	
Turns	14 x 5		
Layer insulation	4		
Helicals	2		
Wdg-Yoke (Top)	180	mm	
Wdg-Yoke (Bottom)	140	mm	
Insulation Tube	4.0	mm	
Insulation Duct Sticks	16	pcs	
Tapping Bars	1	-sided	
Former Cylinder	<input type="checkbox"/>		
Zig-Zag Oil Flow	<input type="checkbox"/>		
Winding Type	LAY	14x1	
Winding Material	CU		
Conductor	Rec. paper		
Current Density	A/mm2		
Window Height	1570	mm	
Insulation Duct	25	mm	
Cooling Ducts	pcs/mm		
Axial Parts / Discs	<input type="checkbox"/>		
Layers	1		
Turns/Layer	14x5		
Conductor HxT	11.4x5.6		
C. Ins / Narr. Side	1.57 [NAR]		
Radially Per. Cond.	1		
Axial Gaps	<input type="checkbox"/>		

Calculate: Enter/F8 Pages: F1...F3 <- Esc/F11 F12 -> Calculate < >

Figura 3.10. Calculo bobina regulación tipo capa

### 3.3.8. Pantalla de Resultados del Calculo Eléctrico

Luego de realizar el cálculo de las bobinas, se obtiene la pantalla donde se aprecia la impedancia de cortocircuito (Impedances) del transformador, así como las pérdidas en carga (Load Losses), las pérdidas en vacío (No-Load Losses) y los esfuerzos de cortocircuito (Short-Circuit Stresses), como se muestra en la figura 3.11.

Para esta parte se debe de tener las siguientes consideraciones:

- Verificar si se consigue la impedancia de cortocircuito deseada, de lo contrario hacer un recálculo del núcleo y de las bobinas, cambiando el diámetro y/o altura del núcleo, espiras, dimensión de los conductores y canales. Tener en cuenta la base en la que se ha calculado. Cuando se realiza el cálculo mediante este software se debe tener presente un factor

de corrección que afecta a la componente inductiva de la impedancia. El factor ( $K_i$ ) se calcula de la siguiente manera:

$$K_i = 1 + 6 \times 10^5 \times I_F \dots (e3)$$

Donde  $I_F$  es la corriente de fase de la bobina de menor tensión.

Este factor  $K_i$ , se multiplica a la componente inductiva y se calcula la nueva impedancia de cortocircuito corregida. Este factor es más importante cuando se tiene corrientes altas en las bobinas, mayores a 2000 A.

En caso de no obtener las pérdidas en carga garantizada se debe variar las dimensiones del conductor o las espiras de las bobinas.

Asimismo, si no se consigue las pérdidas en vacío deseadas, se debe variar el diámetro o el flujo magnético.

LSI Design Program [1] - [Performance - New Design]

File Edit Design View Page 1 2 3 4 Tools Mechanical Language Help

Impedances				Short-Circuit Stresses (Compr./Tensile)		
Winding	1-2: 23000 kVA	1-3: 7000 kVA	2-3: 7000 kVA	Winding 1	Winding 2	Winding 3
+ position	10.17 %	4.90 %	1.31 %			N/mm2
+ position	9.30 %	4.62 %	1.31 %			N/mm2
- position	8.62 %	4.39 %	1.31 %			N/mm2

Load Losses									
Winding	1-2: 23000 kVA			1-3: 7000 kVA			2-3: 7000 kVA		
	Losses	Additional	Total	Losses	Additional	Total	Losses	Additional	Total
+ pos W	77957	7795	85760	9342	934	10280	9538	953	10500
+ pos W	80742	8074	88820	9600	960	10560	9538	953	10500
- pos W	100003	10000	110020	11384	1138	12540	9538	953	10500
Losses for Cooling Calculation			162760	W					

Core Dimensions and No-Load Losses							
				1.00 x Un	1.05 x Un	1.145 x Un	
No of Legs	3	Core Diameter	450 mm	b	1.746	1.834	2.000 T
Phase-Phase	22 mm	Leg Spacing	1000 mm	p0 / s0	1.66/8.31	2.01/13.7	3.48/79.0 W/kg
		Window Height	1570 mm	l0	0.40/115	0.65/190	3.65/1092 %/kVA
Core Material	23D084	Weight	10631 kg	P0	17680	21330	36970 W
	1.10	Step Lap Core	<input type="checkbox"/>	Bars for Foil Wdg			

Calculate: Enter/F8 Pages: F1...F4 <- Esc/F11 F12 ->  < >

Figura 3.11. Pantalla de resultados del cálculo eléctrico

Para el caso de los esfuerzos de cortocircuito, para cada bobina se debe cumplir que los esfuerzos de compresión y de tensión no deben ser mayores a los permisibles, según se muestra en la tabla 3.1. Para el cobre es de 50 N/mm<sup>2</sup> para compresión y 70 N/mm<sup>2</sup> para tensión. Esto aplica para conductores con dureza de 120 N/mm<sup>2</sup>, si en un diseño que se realice se superan estos valores y no hay forma de mejorar los esfuerzos se puede utilizar un cobre de mayor dureza como el de 150 N/mm<sup>2</sup>, de ser así, se puede ir a valores de 70 N/mm<sup>2</sup> y 90 N/mm<sup>2</sup>, como compresión y tensión respectivamente.

Tabla 3.12. Tabla de esfuerzos de cortocircuitos permisibles

Conductor Type	Conductor Material	Permitted Compression N / mm <sup>2</sup>	Permitted Tension N / mm <sup>2</sup>
Strap	Al	40	50
Strap	Cu	50	70

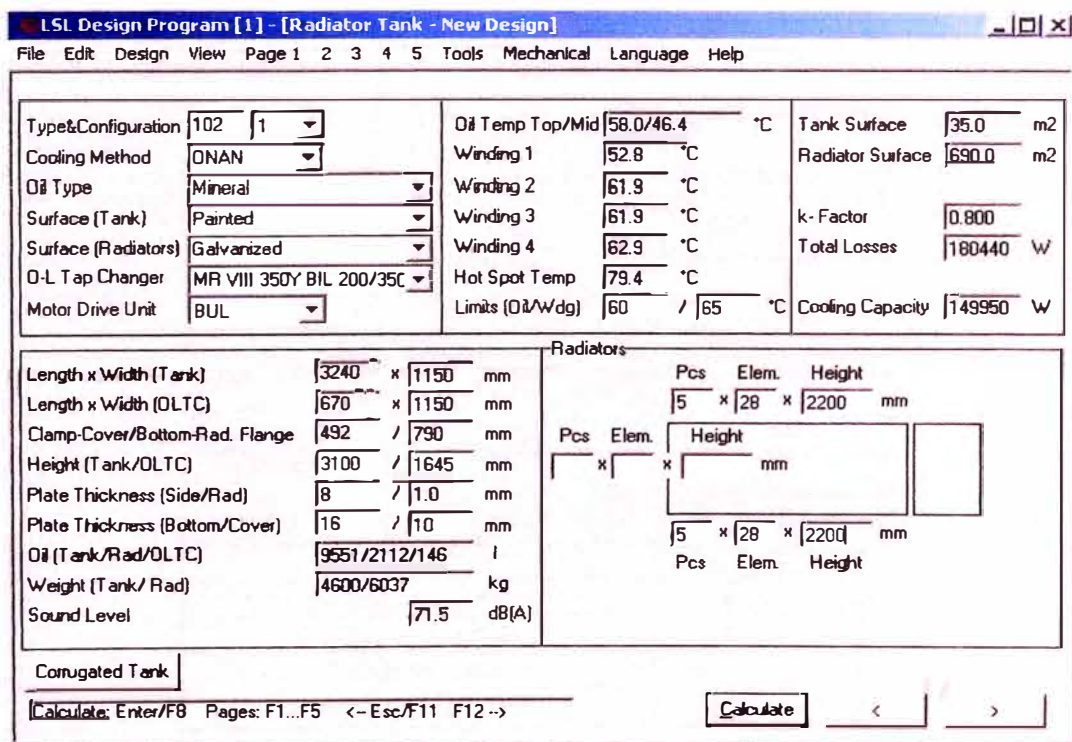


Figura 3.12. Pantalla de cálculo de radiadores y de la estructura metálica

### 3.3.9. Pantalla de Cálculo de Radiadores y de la Estructura Metálica

Después de revisar el cálculo de la parte activa, se realiza un cálculo aproximado de radiadores, así como el tamaño del tanque del transformador, como estructura metálica. Este cálculo se muestra en la figura 3.12. Para esta parte se debe de tener las siguientes consideraciones:

- El tanque y los refuerzos del tanque deben ser diseñados para soportar la prueba de vacío, y se debe de conseguir un factor de seguridad adecuado para condiciones normales de trabajo, para vacío y para izaje, que deben ser de 1.5, 1.3 y 4 respectivamente. Para ello se debe de cumplir ciertos parámetros que relaciona el espesor del tanque y las dimensiones de los refuerzos que son las vigas verticales en U que son diseñados para soportar los esfuerzos de flexión que ocurren durante la prueba de vacío y bajo condiciones normales de trabajo. Se recomienda los valores de la tabla 3.13.

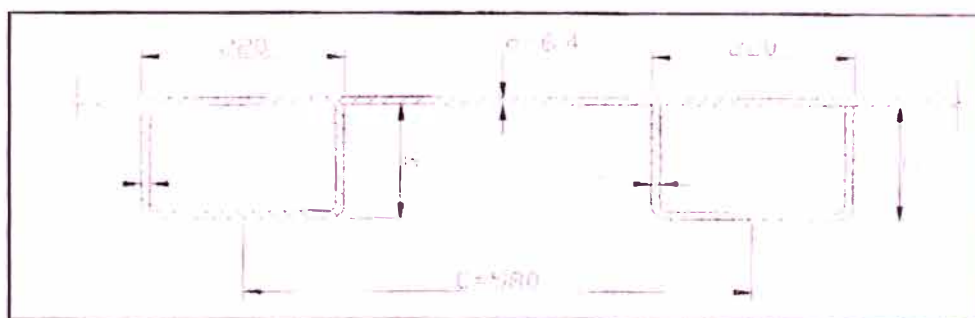


Figura 3.13. Vista en corte de refuerzos sobre pared del tanque

Tabla 3.13. Tabla de altura y espesor para el tanque de un transformador

Altura máxima del tanque (mm)	e (mm)	h (mm)
≤1800	4	120
< 1800 ... 2200]	6.4	120
< 2200 ... 2600]	6.4	150
< 2600 ... 2800]	8	150
< 2800 ... 3000]	8	165
< 3000 ... 3200]	8	180

- El marco del tanque está diseñado cuando el tanque esta vacío y durante el movimiento del tanque las cuerdas de elevación empujan a las paredes del tanque al interior del mismo, entonces el marco debe soportar este esfuerzo de flexión generado. Se recomienda los valores dados en la tabla 3.3. Para tanques con masa mayor a 12500 kg se debe evaluar que espesor de marco utilizar.

Tabla 3.14. Tabla de espesores de marco recomendados

Masa del tanque (kg)	Espesor del marco (mm)
≤3500	15
< 3500 ... 7000]	20
< 7000 ... 10000]	25
< 10000 ... 12500]	30

- Para la base del transformador se utiliza planchas de 16, 20, 25, 30 mm va a depender del peso de la parte activa y el aceite, así como los esfuerzos generados por la prueba de vacío. Se recomienda los valores de la tabla 3.15

Tabla 3.15. Tabla de espesores de la base de transformadores recomendados

Masa de desencubado (Ton)	Espesor del base (mm)
≤16	16
< 16 ... 30]	20
< 30 ... 45]	25
< 45 ... >	30

Sin embargo, se coloca vigas de refuerzo en la parte inferior de la base del tanque pudiendo disminuir el espesor de la base o de lo contrario, al colocarlos se da un mayor factor de seguridad a los esfuerzos que se produzcan.

Para la tapa se suele utilizar espesores de 9.5, 12.5, 16 y 20 mm de espesor, con una regla parecida a la de la selección del espesor de la base del tanque, sin embargo, puede variar por la cantidad de refuerzos que se coloquen en la tapa.

Las dimensiones del tanque se verificara antes de acuerdo a las mínimas distancias eléctricas que se deben cumplir y también distancias mecánicas, este punto se refiere a distancias para que se pueda realizar montaje y desmontaje de derivaciones o conmutador de tomas, u otro requerimiento especial. Las mínimas distancias eléctricas que se deben de cumplir aparecen en las tablas A1 y A2 del estándar 1LBA 4630-503 de la empresa ABB, que se muestran en las tablas 3.16 y 3.17.

Tabla 3.16. Tabla A.1 del estándar 1LBA 4630-503

Um (KV)	ULI (KV)	UAC (KV)	Distancia en aceite		Distancia en aceite con barrera		
			Multicapa Capa (mm)	Discos continuos (mm)	Multicapa Capa (mm)	Discos continuos (mm)	Barrera Barrera (mm)
11	24.0	8.0	8	8	4	4	1
36	40.0	10.0	10	10	8	8	2
72	60.0	20.0	10	10	8	8	2
120	75.0	28.0	15	20	8	10	2
175	95.0	38.0	20	25	10	12	2
240	125.0	50.0	30	35	12	15	2
360	170.0	70.0	40	45	18	20	4
520	250.0	95.0	60	60	30	30	4
725	325.0	140.0	80	80	45	45	4



Tabla 3.17. Tabla A.2 del estándar 1LBA 4630-503

Um (KV)	ULI (KV)	UAC (KV)	Distancia al tanque (mm)		Bobina al tanque (mm) Lado BT
			Lado AT AT en estrela	AT en triángulo	
100	450	185	<b>180</b>	<b>250</b>	<b>95</b>
123			(20+25+20+25+90)	(20+25+90+25+90)	
123	550	230	<b>200</b>	<b>290</b>	<b>115</b>
145			(20+25+20+25+110)	(20+25+110+25+110)	
145	650	275	<b>240</b>	<b>340</b>	<b>140</b>
170			(35+25+30+25+130)	(30+25+130+25+130)	

Los valores entre parentesis (A+B+C+D+E) son los siguientes:

- A Distancia de bobina de regulación a salidas de una misma fase
- B Dimensión de salida aislada
- C Distancia entre salidas de diferentes fases
- D Dimensión de salida aislada
- E Distancia de salida al tanque

Sin embargo, cuando se trata de niveles altos de corriente, se debe de cumplir una mínima distancia eléctrica no por tensión sino por campo que se genera por el nivel de corriente, el cual se calcula de la siguiente manera:

$$r = \frac{I_F}{40 \times 2\pi} \dots (e4)$$

Donde  $I_F$  es la corriente por fase del lado de baja tensión por donde pasa la mayor corriente. Esta distancia  $r$  es en cm y aplica para a las salidas o derivaciones de la bobina de BT a cualquier punto a tierra como el tanque, las vigas de sujeción del núcleo o los bushings. Esta distancia  $r$  se mide desde el punto medio del cable o barra que es la salía o derivación.

- Además, para montaje de conmutador de tomas en vacío o para montaje de conmutadores tipo mochila, o en si como distancias mecánicas, se utiliza los datos de la tabla 3.18. Donde A, es la distancia mínima de la bobina de AT a la pared de la cuba; F la distancia mínima del lado de BT

a la cuba y H la distancia mínima de los extremos de la parte activa a la cuba.

Tabla 3.18. Tabla de distancias mecánicas

<b>Distancias mínimas de aislamiento para transformadores</b>				
Prueba/Impulso (kV)		A (mm)	F (mm)	H (mm)
Entrada	P. Neutro			
38/95	38/95	90	80	80
50/125	50/125	90	80	80
70/170	70/170	120	100	80
95/250	95/250	130	110	90
140/325	140/325	150	130	100
185/450	185/450	170	140	130
185/450	70/170	150	130	110
230/550	230/550	210	150	140
230/550	70/170	190	140	120
275/650	275/650	250	180	180
275/650	140/325	210	160	140
325/750	325/750	290	220	220
325/750	140/325	290	150	150
395/900	230/550	350	155	155
460/1050	230/550	390	155	155

- En cuanto a los radiadores, se aproxima el cálculo variando la cantidad de radiadores y la cantidad de elementos, más adelante se calculara con más precisión.

### 3.3.10. Resultado Final: Hoja de Diseño del Transformador

Finalmente, se termina de calcular y se puede imprimir la hoja de diseño del transformador completo, obteniendo dos hojas de datos para el cálculo de costos de la revitalización del transformador según sea el caso. Obteniéndose, las siguientes hojas de diseño como se muestran en las figuras 3.14 y 3.15.



Rating					
Voltage System	1	2		Frequency Hz	60
Power kVA	15000	15000		Duty	Continuous
Voltage V	60000	22900		Standard	IEC60076
Tappings %	±10x1			Connection Group	YNd11
Current A	131.2-144.3-160.4	378.2		Ambient Temp °C	+40 / -40
Insulation Level kV	72.5 / 325 / 140	24 / 170 / 70		Sound level dBA	67.4
Core Data					
Diameter	380 mm	Weight	6499.5 kg	Material	23D084
Leg Spacing	780 mm	Area	1042 cm <sup>2</sup>	ρ <sub>C</sub> /kg	1.504 W/kg
Leg Height	1450 mm	Induction	1.769 T	s <sub>D</sub> /kg	4.982 VA/kg
				P <sub>D</sub> factor / SL	1/with SL
				P <sub>D</sub>	9780 W
				I <sub>D</sub>	0.3 %
Winding Data					
Winding no. / Volt. System	1 / 2	2 / 1	3 / 1		
Winding type / Material	Multi Layer MLA1 S / Cu	Disc CD11 S / Cu	Layer LAY T/ST2 / Cu		
Turns	466	704	10x7		
Axial parts	2	90			
Turns / axial part	233	7.82			
Winding part height mm	590				
Layers	12		1		
Turns / layer	20		10x7		
Helicals	4		3		
Spacers mm	1x40	3			
Axial gaps mm		4x1			
Winding to top yoke mm	135	150 (incl. 14+4)	180		
Winding to bottom yoke mm	95	110 (incl. 14+4)	140		
Winding height mm	1220	1190	1130		
Insulation duct mm	21	28	28		
R. build-C Ducts (L. ins.) mm	53 - 3x5 (0.3/0.3)	44 Oil Guides	12		
Diameter in/out (phase) mm	422 / 528	584 / 672	728 / 752 (28)		
Number of duct sticks	12	16	16		
Conductor (Cond. ins.) mm	6.40x2.24 (0.5)	9.90x2.00 (0.65)	10.60x2.90 (1.57)		
Turn axial x radial build mm	6.92x2.82	Trans. 2//10.48x2.75	Narrow 12.03x4.71		
Conductor length m	4x2092	2x4170	30x51.82		
Conductor weight kg	1046	1449	419.5		
Winding current A	218.3	131.2 - 144.3 - 160.4	131.2 - 0.000 - 160.4		
Cross section mm <sup>2</sup>	55.90	38.88	90.54		
Current density A/mm <sup>2</sup>	3.906	3.375 - 3.712 - 4.125	1.449 - 0.000 - 1.771		
DC losses W	37499	38811 - 46961 - 57977	2071 - 0.000 - 3094		
Eddy losses %	3.649	3.802 - 2.863 - 2.094	4.889 - 0.000 - 4.889		
Load losses W	38867	40287 - 48306 - 59191	2173 - 0.000 - 3245		
Gradient °C	18.61	17.33 - 19.74 - 22.85	4.383 - 0.000 - 6.207		
Short-circuit current ratio	11.5 - 12.0 - 12.3	11.5 - 12.0 - 12.3	11.5 - 12.0 - 12.3		
Comp. Tensile stress N/mm <sup>2</sup>	43/0 - 46/0 - 49/0	0/49 - 0/59 - 8/70	0/3 - 0/0 - 0/4		
Short-circuit withstand time s	8.6 - 7.9 - 7.5	11.5 - 8.9 - 6.8	61.9 - - - 36.2		
Performance Data					
	S kVA	Load losses W	Additional losses W	Total load losses W	
V. Syst. 1-2	15000	81326 - 87173 - 101303	8540 - 8717 - 10130	89880 - 95900 - 111440	
V. Syst. 1-3					
V. Syst. 2-3					
	S kVA	Xk %		Zk %	
V. Syst. 1-2	15000	8.58 - 8.22 - 7.97		8.60 - 8.24 - 8.01	
V. Syst. 1-3					
V. Syst. 2-3					
Busbars					
Inner		Outer		Terminal	

Figura 3.14. Hoja de diseño eléctrico

Tank Data				W/B 153 / 2.11	
Type / Configuration	78 / 1	Cooling method	ONAN	T hot spot	90.8 °C
Length inside	2520 + 670	Area tank	24.2 m <sup>2</sup>	T winding 1	67.5 °C
Width inside	910 / 910	Area radiators	429.6 m <sup>2</sup>	T winding 2	71.7 °C
Height inside	2700 / 1405	P total	121220 W	T winding 3	55.1 °C
Height outside	2716 / 1421	P cooling	94435 W	T limit oil/wdg:env	60/65/40 °C
Regulation height	2690	T top/mid oil	61.1 / 48.8 °C	k-factor	0.8
<b>Radiators</b>					
	Long side 1	Long side 2	Short side 1	Short side 2	Total
No of radiators	3	3			6
Elements / radiator	32	32			
Height mm	2000	2000			
Cooling area m <sup>2</sup>	214.8	214.8			429.6
Volume l	663.3	663.3			1326.6
Weight kg	1885.7	1885.7			3771.4
Sheet tks mm	1.0	1.0			
Surface treatment	Galvanized				
<b>Cover, Bottom and OLTC</b>					
On-load tap changer	1 ( MR VIII 200Y BIL 200/350 )	Cover plate tks	10 mm		
Motor drive unit	ED-5	Bottom plate tks	16 mm		
Top flange		Side plate tks	8 mm		
Cover to core clamp	436 mm	Tank volume w/o radiators	7090 l		
Bottom-Radiator Valve	590 mm	Conservator volume (11%)	770 / 31 l		
<b>Coolers</b>					
6 pcs KZLB-ABB-2000X90X32Z					
<b>Total Weights</b>					
Active part	kg	Tank	kg		
Core	6499.5	Bottom plate	352.9		
Conductor w/o insulation	2914.5	Side plates	1278.8		
Core clamps	554.0	Leg + bottom supports	290.8		
Horizontal + vertical tie rods	113.9	Side supports	828.3		
Wiring with insulation	72.6	Jacking lugs + lifting hooks	263.0		
Busbars	0.0	Top flange	102.7		
Insulation (paper+pressboard)	560.1	Motor drive unit + shafts etc.	93.5		
Wooden parts	171.2	Radiator flanges	61.9		
Absorbed oil	320.3	Guide supports	11.0		
Cover	303.0	Conservator	273.9		
Fittings etc.	161.1	<b>Tank total</b>	<b>3560.0</b>		
Hanging brackets	39.9	Radiators	3771		
Bushings	160.6	Oil	5990		
In-tank OLTC (w/o oil)	130.0	Transformer	25330		
Active part total	12010.0	Transport weights			
		Heaviest part	19425		
		Separate oil	1860		

Figura 3.15. Hoja de diseño de refrigeración y mecánico

### 3.4 CALCULO DE REFRIGERACIÓN

Para realizar el cálculo de refrigeración se debe tener en varios conceptos claros como son el calentamiento del aceite y la bobina.

Según la norma IEC 60076-2, los límites de calentamiento de aceite y bobina dados en la tabla 1, según se muestra en la tabla 3.19, son válidos para aislamiento solido designado como clase 105 °C de acuerdo a la norma IEC 60085, y aceite mineral o liquido sintético con punto de fusión por debajo de 300 °C, y dentro de los límites de normales de temperatura ambiente.

Tabla 3.18. Tabla 1 de la norma IEC 60076-2

**Table 1 – Temperature rise limits**

Requirements for	Temperature rise limits
	K
Top insulating liquid	60
Average winding (by winding resistance variation):	
– ON.. and OF.. cooling systems	65
– OD.. cooling system	70
Hot-spot winding	78

Si las condiciones del sitio de instalación del transformador salen de los límites normales de temperatura ambiente, deben ser corregidos según la tabla 2 de la norma IEC 60076-2, como se muestra en la tabla 3.19.

Tabla 3.19. Tabla 2 de la norma IEC 60076-2

**Table 2 – Recommended values of temperature rise corrections in case of special service conditions**

Ambient temperatures °C			Correction of temperature rise K <sup>a</sup>
Yearly average	Monthly average	Maximum	
20	30	40	0
25	35	45	-5
30	40	50	-10
35	45	55	-15

<sup>a</sup> Referred to the values given in Table 1.

Si el lugar de instalación es mayor de 1000 msnm, el calentamiento del aceite y bobina se reduce de la siguiente manera:

Para refrigeración natural (...AN), el límite del calentamiento del aceite, y el calentamiento de la temperatura promedio y hot-spot de la bobina debe ser reducida por 1 K por cada intervalo de 400 m que exceda a 1000 m de la altura de instalación.

Para refrigeración forzada (...AF), la reducción debe ser de 1 K por cada 250 m que exceda a 1000 m.

Luego de realizar la aclaración, proseguimos a calcular el tipo de radiador, la cantidad de éstos y los ventiladores a seleccionar, utilizamos un software que es como se presenta en la figura 3.16.

**ONAN/ONAF COOLING (MENK/RAD) :**

CORE DIAM/mm.:	440	NRAD/pcs.....:	0	FANS/pcs.....:	4
LMB HEIGHT/mm.:	1560	NEL(1or2po val):	2 30	TYPE.....:	special
LMB PITCH/mm.:	900	NRAD/mm( - - -):	1800 2300	Below/Side.....:	side
A-TANK/m2.....:	20.51	ZA/mm.....:	110	AIR-FLOW of	
H-TNK WALL/mm.:	2720	NWIND/mm.....:	1400	one fan 1000m3/h:	10
sum of the DI		LIFTING/mm.....:	500		
and DO of main		A-RAD/m2.....:	651.51	0<>calculates	
windings/mm. .:	2400	DIST OF RAD/mm.:	580	K2: 0.896	
UM/kv.....:	58	DA wnd-rad/mm. .:	580	0<>calculates	
P0/kw. .:	17.11	PK/kw. .:	126.4	grad/oC.:	15.97
S/%.....:	100 128	hot-spot factor:	1.3		

l	S/%	l	TYPE	l	thwo	l	thto	l	thhc	l	thhw	l
1	100.0	1	ONAN	1	46.28	1	58.42	1	79.18	1	62.25	1
1	100.0	1	ONAF	1	26.16	1	37.26	1	58.02	1	42.13	1
1	128.0	1	ONAN	1	65.66	1	79.37	1	110.19	1	89.37	1
1	128.0	1	ONAF	1	36.12	1	48.78	1	79.60	1	59.83	1

CALC    PRI-TXI    DIST-ACC    EXIT

Figura 3.16. Software de cálculo de refrigeración ONAN/ONAF

Primero, se debe de llenar las dimensiones del núcleo en mm, como el diámetro (CORE DIAM), la distancia entre centros (LIMB PITCH) y la altura de ventana (LMB HEIGHT). Luego, la altura del tanque en mm (H-TNK WALL) y el área de las paredes del tanque en m<sup>2</sup> (A-TANK). Después, la suma de los diámetros internos y externos de dos bobinas principales del transformador y la tensión en kV del lado de AT (UM/kV). De ahí, debemos introducir las pérdidas en vacío en kW (P0/kW), las pérdidas en carga máximas a disipar en kW (PK/kW) y el

gradiente de temperatura máximo que se ha calculado en °C (grad/°C). En la casilla "S/%", se introduce 100% aduciendo a la potencia ONAN, en caso de que haya potencia ONAF se debe colocar seguido por un espacio la potencia ONAF respecto a la ONAN en porcentaje.

Para el cálculo de las pérdidas en carga máximas se utiliza un programa el cual calcula de forma más aproximada a la realidad las perdidas adicionales, especialmente para casos donde se tiene corrientes altas. Se utiliza un programa como se muestra en la figura 3.17. En el cual se debe colocar datos como, la cantidad de columnas del transformador, la cantidad de bobinas por columna, la altura promedio de las bobinas, el material del conductor, el diámetro interno de las bobinas, la altura radial de las bobinas, el espesor del conductor, el área total conductora, la cantidad total de espiras, las cantidad de espiras conectadas y la corriente que pasa por cada bobina.

The screenshot shows a software window titled "Perdas em Carga [ Sem\_Nome ]". It contains several input fields and a table for calculating losses. The input fields are: "Identificação" (empty), "Cliente" (empty), "Suporte de Enrolam. (S/N)" set to "Não", "60 Hz", "Pernas Enroladas" set to "3", and "Enrol. por Perna" set to "2". The "Altura dos Enrolamentos" is set to "708.000 mm".

The table below shows the calculation results for columns A and B, with columns C, D, and E being empty.

Enrolamento	A	B	C	D	E
Material Condutor [ C / A ]	Cobre	Cobre			
Diâmetro Interno mm	342.00	463.00			
Radial do Enrolamento mm	47.50	46.00			
Radial do Condutor mm	2.12	2.24			
Area Condutora mm <sup>2</sup>	71.50	23.83			
Numero total de Espiras	172.00	552.00			
Numero de Espiras Conectadas	172.00	500.00			
Corrente no Enrolamento [+/-] A	240.40	-82.87			
Perdas RI2 kW	3.641	4.931			
Perdas Adicionais kW	0.067	0.105			
Perdas RI2 Totais kW			25.714		
Perdas Adicionais Totais kW			0.515		
Outras Perdas kW			1.467		
Somatoria das Perdas kW			27.696		

A "Calcular" button is located at the bottom right of the table area.

Figura 3.17. Software para cálculo de pérdidas en carga máximas

Luego, se debe llenar en el programa de cálculo de radiadores, datos de éstos para ello se debe definir entre dos tipos de radiadores: con cuello de cisne o garganta; y sin cuello, como se muestran en la figura 3.18.

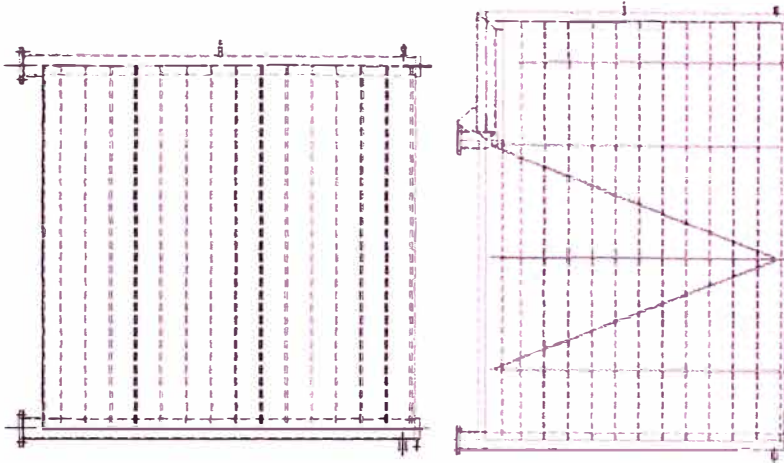


Figura 3.18. Radiadores

Después, se debe llenar la cantidad de radiadores (NRAD/pcs) estimado; la cantidad de elementos (NEL/1 or 2pc val) que tiene el radiador, en caso sea con cuello, primero se coloca la cantidad de elementos con menor altura (2 a 3 elementos) y seguido del resto de elementos afectado por la altura total del radiador. Luego, la altura de los elementos del radiador en mm (HRAD/mm), tanto los de menor altura como los más grandes, la dimensión del cuello en mm (LIFTING) y la distancia entre radiadores en mm (DIST OF RAD). Luego, se debe de llenar datos como la distancia de la bobina al yugo inferior en mm (ZA/mm) y la altura de una bobina en mm (HWIND/mm), generalmente de la que tiene mayor gradiente. También, de esta bobina se debe de dar la diferencia de alturas desde el punto medio de la bobina hasta el punto medio del radiador en mm (DA wnd-rad/mm), este valor es muy importante, ya que al tener un mayor valor de DA mejora la disipación de los radiadores, necesitando menos elementos de los radiadores. Finalmente para los ventiladores en caso de que el transformador lleve



refrigeración ONAF, se coloca la cantidad de ventiladores estimada (FANS/pcs); el tipo de ventilador (TYPE) siempre se selecciona "Special", y su montaje (Below/Side) comúnmente es al lado del radiador y se selecciona "Side"; y por último, el caudal (AIR-FLOW), se coloca el caudal en múltiplos de miles de  $m^3/hr$ .

Lo que se busca en el programa es obtener valores menores del límite del calentamiento de aceite, bobinas y hot-spot. Este límite ya debe ser el corregido por la temperatura ambiente del lugar de instalación y por la altura de instalación del transformador, tanto para la potencia ONAN al 100% y para la potencia ONAF a la que corresponda.

### **3.5 SELECCIÓN DE ACCESORIOS**

#### **3.5.1 Selección de bushings**

Hay diferentes bushings para diferentes tipos de aplicaciones. Como se ha explicado antes, se tiene los bushings tipos sólidos y tipo condensador. A su vez también hay los tipos de bushing ANSI que son para transformadores que son sellados y van sobre la tapa. Debido a que tiene un colchón de gas (nitrógeno o aire seco) la parte inferior del bushing debe ser más larga.

Primero se debe de calcular la corriente máxima que pasa por el bushing. En caso, se tenga conmutador en ese lado de tensión, se debe calcular la corriente para el tap de mínima tensión y darle el factor de seguridad adecuado.

Luego, para la elección final se debe corregir de dos maneras, uno por la línea de fuga y la otra por el nivel de altitud, y debe cumplir ambos requisitos.

### 1. Corrección de la línea de fuga

La IEC define la línea de fuga específica como el total de la línea de fuga dividida con la tensión, mientras que ANSI lo define como el total de línea de fuga dividido entre la tensión línea - tierra. Esto significa que hay un factor de conversión de  $\sqrt{3}$  entre IEC y ANSI.

La IEC define cuatro tipos de clases dependiendo del grado de polución en el área donde el bushings será utilizado. Las clases más comunes son las de 20 y 25 mm/kV.

- Clase 1: 16 mm/kV para atmósferas ligeramente contaminadas
- Clase 2: 20 mm/kV para atmósferas medianamente contaminadas
- Clase 3: 25 mm/kV para atmósferas fuertemente contaminadas
- Clase 4: 31 mm/kV para atmósferas muy fuertemente contaminadas

En el lado de tensión del cual se va a seleccionar el bushing, primero se ubica la clase a la cual corresponde. Luego, de acuerdo a la clase del grado de polución (dato del cliente) se multiplica el valor correspondiente con la clase del nivel de tensión, obteniendo así la línea de fuga mínima del bushing a seleccionar en mm.

### 2. Corrección por la altitud

La corrección por altitud es cuando el transformador opera a más de 1000 msnm, la distancia de aislamiento requerida tiene que ser corregida debido a que la densidad del aire disminuye con el incremento de altitud. Por ello, se debe corregir las mínimas distancias de aislamiento o distancia de arco que son las siguientes:

- Distancia fase-tierra y fase-neutro
- Distancia fase-fase entre fases de la misma bobina



Distancia entre el terminal de línea de la bobina de alta tensión y el terminal de línea de la bobina de baja tensión

Esta corrección se puede realizar de dos maneras, una de acuerdo a la norma IEC y otra de acuerdo a la norma IEEE.

a) De acuerdo a la norma IEEE

Estas distancias mínimas de aislamiento se muestran en la tabla 11 de la norma IEEE C57.12.10 - 2010, como se muestra en la tabla 3.20.

Tabla 3.20. Tabla 11 de la norma IEEE C57.12 – 2010

**Table 11—Minimum external clearances between transformer live parts of different phases of the same voltage**

Nominal system voltage, rms	Maximum system voltage, rms (from ANSI C84.1)	Minimum clearance between live parts of different phases				Minimum clearance between top shed of insulator of bushings of different phases			
		Distribution transformers		Power transformers		Distribution transformers		Power transformers	
(kV)	(kV)	mm	(in)	mm	(in)	mm	(in)	mm	(in)
1.2		25	(1)	51	(2)	25	(1)	25	(1)
2.5		51	(2)	76	(3)	25	(1)	38	(1.5)
5.0		64	(2.5)	102	(4)	38	(1.5)	51	(2)
8.7		102	(4)	127	(5)	51	(2)	64	(2.5)
15		140	(5.5)	165	(6.5)	76	(3)	89	(3.5)
25		178 <sup>a</sup>	(7)	229	(9)	114	(4.5)	152	(6)
34.5		330 <sup>a</sup>	(13)	330	(13)	203	(8)	203	(8)
46	48.3	432	(17)	432	(17)	305	(12)	305	(12)
69	72.5	635	(25)	635	(25)	483	(19)	483	(19)
115	121.0			1041	(41)			914	(36)
138	145.0			1245	(49)			1118	(44)
161	169.0			1448	(57)			1321	(52)

**Table 11—Minimum external clearances between transformer live parts of different phases of the same voltage (continued)**

Nominal system voltage, rms	Maximum system voltage, rms (from ANSI C84.1)	Minimum clearance between live parts of different phases				Minimum clearance between top shed of insulator of bushings of different phases			
		Distribution transformers		Power transformers		Distribution transformers		Power transformers	
(kV)	(kV)	mm	(in)	mm	(in)	mm	(in)	mm	(in)
230	242.0			1778	(70)			1651	(65)
345	362.0			2286 <sup>b</sup>	(90)			2159	(85)
500	550.0			4064 <sup>b</sup>	(160)			3937	(155)
765	800.0			<sup>c</sup>				<sup>c</sup>	
1100	1200.0								

NOTE 1—The external clearances given are for transformers intended for operation at altitudes of 1000 m (3300 ft) or less. For operation at altitudes in excess of 1000 m, the external clearances shall be increased to compensate for the decrease in sparkover voltage at the rate of 1% (0.01) per 100 m (330 ft) increase in altitude in excess of 1000 m (3300 ft).

NOTE 2—The above clearances are the minimum required to ensure satisfactory operation considering only the effects of the electrical stress between bushings.

De acuerdo a la clase de tensión de la bobina obtenemos de la tabla la mínima distancia de aislamiento que tiene que ser dividida por el factor de corrección apropiado de la tabla 1 de la norma IEEE C57.12.00 – 2010, como se muestra en la tabla 3.21

Tabla 3.21. Tabla 1 de la norma IEEE C57.12.00 – 2010

**Table 1—Dielectric strength correction factors for altitudes greater than 1000 m (3300 ft)**

Altitude m/(ft)	Altitude correction factor for dielectric strength
1000/(3300)	1.00
1200/(4000)	0.98
1500/(5000)	0.95
1800/(6000)	0.92
2100/(7000)	0.89
2400/(8000)	0.86
2700/(9000)	0.83
3000/(10 000)	0.80
3600/(12 000)	0.75
4200/(14 000)	0.70
4500/(15 000)	0.67
NOTE—An altitude of 4500 m (15 000 ft) is considered a maximum for transformers conforming to this standard.	

b) De acuerdo a la norma IEC

Estas distancias dependen si la tensión de la bobina es menor o mayor de 170 kV y el BIL de la bobina. Estas distancias mínimas de aislamiento se muestran en la tabla 5 y tabla 7 de la norma IEC 60076-3, que se muestran en la tablas 3.22 y 3.23.

Tabla 3.22. Tabla 5 de la norma IEC 60076-3

Table 5 – Recommended minimum clearances phase-to earth, phase-to-phase, phase-to-neutral and to lower voltage windings from bushing live parts on power transformers having windings with highest voltage for equipment  $U_m \leq 170$  kV – Series I based on European practice

Highest voltage for equipment $U_m$ kV r.m.s	Rated lightning impulse withstand voltage kV peak	Minimum clearance mm
3.6	20	-
7.2	40	60
12	60	90
17.5	75	110
24	95	170
36	125	210
52	145	275
72.5	170	280
100	250	450
123	325	630
145	450	830
170	550	900
	650	1250
	750	1450

Tabla 3.23. Tabla 7 de la norma IEC 60076-3

Table 7 – Recommended minimum clearances phase-to-earth, phase-to-phase, phase-to-neutral and to lower voltage windings from bushing live parts on power transformers having windings with highest voltage for equipment  $U_m > 170$  kV

Highest voltage for equipment $U_m$ kV r.m.s.	Rated switching impulse withstand voltage kV peak	Rated lightning impulse withstand kV peak	Minimum clearances		
			Phase-to-earth mm (note 1)	Phase-to-phase mm (note 1)	To other winding mm (note 2)
245	550	650	1 250	1 450	1 250
		750	1 500	1 600	1 450
		850	1 800	1 600	1 600
		950	2 300	2 250	1 750
		1 050	2 700	2 650	1 950
300	650	850	2 300	2 650	2 200
		950	2 700	3 100	2 200
		1 050	3 100	3 500	2 400
		1 175	3 700	4 200	2 650
		1 300	4 400	5 000	2 850
362	750	1 050	4 400	5 000	3 100
		1 175	4 400	5 200	3 100
		1 300	5 000	5 600	3 300
		1 425	5 600	5 600	3 600
		1 550	6 000	6 000	3 600
420	850	1 175	5 600	6 000	3 600
		1 300	6 000	6 700	3 600
		1 425	6 700	6 700	3 600
		1 550	7 000	7 000	3 600
		1 675	7 000	7 000	3 600
550	1 050	1 300	7 000	7 000	3 600
		1 425	7 000	7 000	3 600
		1 550	7 000	7 000	3 600
		1 675	7 000	7 000	3 600
		1 800	7 000	7 000	3 600
800	1 300	1 425	7 000	7 000	3 600
		1 550	7 000	7 000	3 600
		1 675	7 000	7 000	3 600
		1 800	7 000	7 000	3 600
		1 925	7 000	7 000	3 600

De acuerdo a la clase de tensión de la bobina y del BIL obtenemos de las tablas la mínima distancia de aislamiento que tiene que ser incrementada en 1% por cada 100 m por encima de los 1000 m de altura de operación del transformador. Cuando ya se tiene la distancia de arco o distancia de aislamiento corregida se selecciona el bushing que cumple con este requisito.

### 3.5.2 Selección del relé buchholz

La selección del tipo de relé es de acuerdo a los requerimientos del transformador o sus especificaciones. La elección del tamaño va a depender de varios conceptos y recomendaciones de los fabricantes. Por ello tenemos las recomendaciones de dos fabricantes que ambos tienen conceptos diferentes:

1. De acuerdo a la masa de aceite del transformador

Tabla 3.24. Selección de relé buchholz según la masa del aceite

Diámetro Nominal (mm)	Masa total del aceite del transformador (kg)
25	800 - 2000
50	2000 - 10000
80	10000 - 35000
100	35000 a más

2. De acuerdo a la potencia del transformador

Tabla 3.25. Selección de relé buchholz según la potencia del transformador

Diámetro Nominal (mm)	Potencia del transformador (MVA)
25	Hasta 5
50	De 5 a 20
80	De 20 a 50
100	De 50 a más

Con la experiencia adquirida se puede seleccionar el tamaño adecuado del relé a instalar en el transformador. Luego de elegir el tamaño, se debe de considerar los otros parámetros de selección del relé buchholz que son:

- Tipo de brida del relé: DIN, PN6
- Cantidad de contactos
- Condiciones ambientales

Teniendo toda esta información se logra la selección final del equipo, con el proveedor que uno requiera, así obtener el precio de este equipo.

### **3.5.3 Selección del indicador de nivel de aceite**

Existen diferentes modelos de indicador de nivel, sin embargo según la norma IEEE (C57.12.10 – 2010), recomienda cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- Debe ser leíble por una persona estando parada en el piso.
- El indicador debe ser oscuro con marca claras indicando el rango de lectura
- Las marcas deben mostrar el nivel a 25°C o a 20°C y el mínimo y máximo nivel con las letras HI-LO o MAX-MIN.

Estos indicadores de nivel son utilizados para transformadores con conservador y sellados. Para el caso de transformadores con conservador, los indicadores se montan en el conservador, y si tiene conmutador bajo carga, también va montado en el conservador para el conmutador, también lleva indicador de nivel. En cambio, cuando son transformadores sellados, el indicador de nivel va montado en el tanque.

Asimismo, hay que indicar que se utilizan dos tipos de indicadores: los axiales y los radiales. Los axiales, son exclusivos para transformadores con conservador, y es para el aceite de la cuba del transformador, así el conservador lleve o no vejiga de expansión. En cambio, los radiales se utilizan para los conservadores de los conmutadores bajo carga y para los transformadores sellados.

Primero, se debe identificar la aplicación del indicador de nivel, para que tipo de transformador, y si es para la cuba o conservador. Cuando se tenga un transformador con conservador, la elección del tamaño del indicador de nivel es de acuerdo al diámetro del conservador, según la siguiente tabla 3.26.

Tabla 3.26. Selección del indicador de nivel

Diámetro Nominal del indicador de nivel (mm)	Diámetro del Conservador máximo (mm)
140	400
220	1000
345 o 340 (*)	3000

(\*) Depende de la marca del indicador de nivel

Luego de elegir el tamaño, se debe de considerar los otros parámetros de selección del indicador de nivel que son:

- Cantidad de contactos
- Condiciones ambientales

En caso se tenga un transformador sellado, no hay una manera de seleccionar el tamaño sino depende de los alcances del cliente, con o sin contactos, es a plena selección según catálogo del proveedor.

### 3.5.4 Selección del desecador

La elección del tamaño del desecador o respirador está relacionada a la cantidad de silicagel que necesita el transformador.

La masa de silicagel necesario para el funcionamiento óptimo del transformador está dada por seis variables, listadas como sigue:

- Masa de aceite dentro del transformador (V), medido en dm<sup>3</sup>.
- El promedio del ciclo térmico ( $\Delta t$ ) del transformador, medido en °C, que es calculado como la diferencia entre la temperatura mínima y máxima que alcanza el aceite dentro del transformador en un periodo de tiempo.
- La duración promedio del ciclo térmico (T), medido en horas, es calculado como el intervalo de tiempo entre dos ciclos térmicos.
- El intervalo de mantenimiento (M), medido en días.
- La temperatura promedio del aire en el ambiente donde está el transformador instalado, medido en °C.
- La humedad promedio en el aire del ambiente donde está el transformador instalado, medido en %.

De las tablas de vapor saturado del agua, dependiendo de la temperatura ambiente y la humedad del aire, es posible calcular la cantidad de agua (A), medida en gramos, por cada m<sup>3</sup> de aire que entraría dentro del transformador. Luego, con la siguiente formula, se calcula la cantidad de masa de silicagel (kg) necesaria para el transformador.

$$\text{Silicagel} = \frac{127,056 \times 10^9 \times V \times \Delta t \times A \times M}{T} \dots (e5)$$

Es importante notar que el resultado de la presente formula es solo una primera aproximación del valor, debido a la simplificación relacionada al promedio



de valores considerado a valores constantes por la duración del ciclo térmico entre dos intervalos de mantenimiento. Tener en cuenta que la duración promedio del ciclo térmico (T) es variable, depende de cada diseño del transformador, un promedio para los diferentes tipos de transformadores del tipo inmerso en aceite es de 4 horas, el cual se considerara en los cálculos. El promedio del ciclo térmico ( $\Delta t$ ) se considerara para los cálculos el valor de 60 °C que es el calentamiento del aceite, si el transformador es diseñado según normas IEC, y será de 50 °C, si lo es según normas ANSI.

Luego de calcular el peso aproximado de silicagel, se debe de considerar otros parámetros para la selección final del equipo, que son los siguientes:

- Condiciones ambientales donde será instalado el transformador
- El tipo de cerrado del desecador, que puede ser hidráulico o mecánico, generalmente se utiliza el hidráulico.
- La conexión o ensamble con la tubería que sale con el conservador, hay dos opciones: mediante brida y mediante rosca hembra.

Para el caso que el transformador tenga conservador y lleven vejiga o membrana de expansión se utiliza la misma ecuación, y adicionalmente se le aplica un factor del 70% para corregir el peso de la silicagel calculado, ya que ésta, está solo en contacto con el aire que está dentro de la vejiga de expansión.

Sin embargo, los fabricantes también recomiendan el modelo del desecador a utilizar de acuerdo al peso del aceite del transformador. Como lo muestra la tabla 3.27, según la marca Cedaspe, tipo VE.



Tabla 3.27. Desecadores tipo VE de la marca Cedaspe

Tipo	Peso total del aceite del transformador (kg)	Peso de la silicagel (kg)
VE10	3500	1
VE15	5000	1,5
VE30	10000	3
VE50	17500	5
VE80	28000	8
VE100	35000	10
VE150	56000	15

Luego de elegir el tipo, se debe de considerar los otros parámetros de selección del desecador que son:

- La conexión con la tubería que viene del conservador, puede ser roscada o por brida.
- El sistema de cierre de la parte inferior previene el contacto del aire con sales. Este cierre puede ser hidráulico o mecánico: el hidráulico tiene un sumidero de aceite, y el mecánico es compacto. Generalmente se pide el hidráulico, ya que al pasar el aire por el sumidero de aceite, éste sirve como un filtro para que ingrese aire limpio, antes de su paso por el desecador.
- Condiciones ambientales

### 3.5.5 Selección de la válvula de seguridad o de alivio

La selección del tipo de válvula de seguridad o válvula de alivio va montada en la tapa del transformador. La elección del tamaño depende del volumen de aceite que contenga el transformador. Por ello tenemos las recomendaciones de un fabricante de acuerdo a la tabla 3.28.

Tabla 3.28. Selección del tamaño de válvula de seguridad

Volumen de aceite dentro del tanque del transformador (dm <sup>3</sup> )	Tamaño de Válvula
3000	50
9000	80
25000	125
45000	200

Luego de elegir el tamaño, se debe de considerar los otros parámetros de selección de la válvula de seguridad que son:

- Con o sin protección contra la corrosión
- Cantidad de contactos
- Condiciones ambientales

### 3.5.6 Selección del indicador de temperatura de aceite

Este indicador debe medir la temperatura de aceite superior y debe ser montado en el lado del tanque donde una persona parada pueda leerlo. El dial del indicador debe tener un display análogo o numérico que debe ser capaz de ser elido en bajas y altas condiciones ambientales. La mínima escala debe ser de 0 a 120 °C. Los indicadores con display análogo deben tener un gran contraste con marcas claras sobre un dial oscuro o marcas oscuras sobre un dial blanco. El diámetro mínimo del dial debe ser de 114 mm (4.5"). Debe tener dos agujas, una aguja para la presente temperatura y la otra para la temperatura pico (máxima grabada históricamente). La aguja con la presente temperatura debe ser clara u oscura en contraste con el dial, la de aguja de temperatura pico debe ser roja o naranja y deberá tener una provisión para resetear sin abrir ni una tapa o ventana del indicador. Los contactos deben ser independientes y ajustados a diferentes valores de seteo. Los contactos de alarma deben ser ajustables desde 40 a 120 °C.

Para la selección final del termómetro a utilizar se debe considerar lo siguiente como mínimo:

- El rango del dial del indicador de temperatura
- La precisión de la medida
- La cantidad de contactos
- El tipo de contacto, la tensión nominal de contacto
- El tipo de sonda a utilizar
- El tipo de conexión de la sonda con el termopozo
- El grado de protección
- El material del visor
- Si lleva señal de indicación remota
- El tipo de montaje
- La longitud del capilar

### **3.5.7 Selección del indicador de temperatura de devanados**

Este indicador debe medir la temperatura de bobinados y debe ser montado en el lado del tanque donde una persona parada pueda leerlo. El indicador de temperatura debe utilizar un método de medición directa, simulada o calculada para determinar la temperatura de punto caliente o hot-spot. Dependiendo del tipo de tecnología, el indicador podría requerir que el transformador venga equipado con un termopozo y una señal de corriente de un transformador de corriente.

El dial del indicador debe tener un display análogo o numérico que debe ser capaz de ser elido en bajas y altas condiciones ambientales. La mínima escala debe ser de 0 a 180 °C. Los indicadores con display análogo deben tener un gran contraste con marcas claras sobre un dial oscuro o marcas oscuras sobre un dial blanco. El diámetro mínimo del dial debe ser de 114 mm (4.5"). Debe tener dos

agujas, una aguja para la presente temperatura y la otra para la temperatura pico (máxima grabada históricamente). La aguja con la presente temperatura debe ser clara u oscura en contraste con el dial, la de aguja de temperatura pico debe ser roja o naranja y deberá tener una provisión para resetear sin abrir ni una tapa o ventana del indicador. Los contactos deben ser independientes y ajustados a diferentes valores de seteo. Los contactos de alarma deben ser ajustables desde 40 °C a 140 °C.

Para la selección final del termómetro a utilizar se debe considerar lo siguiente como mínimo:

El rango del dial del indicador de temperatura

- La precisión de la medida
- El tipo de resistencia equivalente
- La cantidad de contactos
- El tipo de contacto, la tensión nominal de contacto
- El tipo de sonda a utilizar
- El tipo de conexión de la sonda con el termopozo
- El grado de protección
- El material del visor
- Si lleva señal de indicación remota
- El tipo de montaje
- La longitud del capilar

### **3.5.8 Selección del indicador de presión de vacío (manovacuómetro)**

Estos indicadores de presión de vacío o manovacuómetros son provistos para transformadores que no llevan conservador. El diámetro del dial debe ser de 89 mm (3.5"). El indicador debe ser oscuro y las agujas deben ser claras, va

montado en la pared del tanque del transformador. La escala para el indicador debe estar entre 69 kPa (10 psi), positivo y negativo.

### **3.5.9 Selección del relé de presión súbita**

El relé no debe actuar bajo condiciones normales de operación. Este relé puede ser para ser montado sobre un colchón de gas o puede ser para ser montado sobre aceite. Si es bajo aceite debe actuar rápidamente con cambio de presión de 10 kPa/s a 38 kPa/s (1.5 Psi/s a 5.5 Psi/s). Si es bajo un colchón de gas, el cambio de presión debe de ser de 3.5 kPa/s a 21 kPa/s (0.5 Psi/s a 3 Psi/s). Este relé debe ser capaz de resistir la presión de vacío y positiva de 103 kPa (15 Psi), además, debe estar provisto con un contacto de alarma y disparo.

### **3.5.10 Selección de válvulas para todo el transformador**

Todo transformador por lo menos debe llevar una válvula de drenaje, de filtrado y de muestreo de aceite.

Los tipos de válvulas más utilizadas son las válvulas tipo gaveta, tipo globo y en algunos casos las tipo esféricas, las cuales son de bronce, no se recomienda utilizar de otro material como fierro, debido a la corrosión.

Se recomienda que para transformadores de potencia mayor a 5 MVA, se utilice válvula de filtrado y drenaje de 2", y para transformadores de potencia menor a 5 MVA, se utilice válvulas de 1 1/2". La válvula de muestreo se recomienda que sea de 1/2" o de 3/8".

Según la norma IEEE, recomienda que se utilicen válvulas tipo globo con la entrada tipo brida y la salida de la válvula tipo rosca, similar a la figura 3.19.

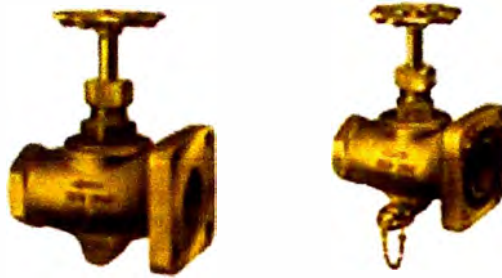


Figura 3.19. Válvulas tipo globo según normas IEEE

Donde la brida es una ANSI Standard Clase 150 y la rosca es NPT. Nótese que la válvula de la figura derecha ya contiene un dispositivo para la toma de muestras de aceite, lo cual también recomienda la norma. Utilizando este tipo de válvula, ya no se colocaría una válvula de muestreo de aceite aparte.

Por el contrario, los transformadores fabricados según la norma IEC, no especifica este detalle, pero, mayormente se utiliza las válvulas tipo gaveta con brida por ambos lados DIN PN 10, como se muestran en la figura 3.20.

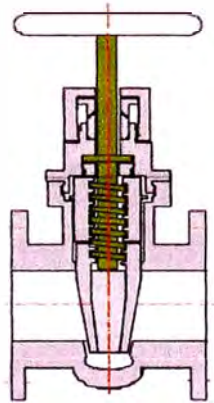


Figura 3.20

Sin embargo, en la actualidad, los transformadores de potencia llevan más válvulas para diferentes funciones, tipo brida-brida y tipo gaveta en su mayoría, sin embargo, se puede utilizar también tipo globo.

Se recomienda lo siguiente:

- Para el llenado de aceite del conservador se utiliza una válvula de 2"
- Para el drenaje del aceite del conservador se utiliza una válvula de 1"
- Para la conexión del conservador y del conmutador bajo carga, se utiliza una válvula de 1".

Para el conservador cuando lleva vejiga de expansión, para la válvula igualadora de presión se utiliza de 1".

- Para la tubería de conexión entre el conservador y el desecador sea el del conmutador o del transformador, se utiliza una válvula de  $\frac{3}{4}$ ", pero esta es tipo rosca-rosca.
- Para transformadores que poseen una gran cantidad de aceite, mayor a 20 toneladas de aceite, se recomienda que lleve una válvula de vaciado aparte de la de drenaje de 2". Esta válvula de vaciado se utiliza de 3" o de 4", dependiendo de la cantidad de aceite que se tiene.

Para el caso de los radiadores es diferente, ahora se utiliza las válvulas tipo mariposa para separar la cuba del transformador con los radiadores, estas se utilizan de 3", que es el diámetro del colector de los radiadores que son los que mayormente se utilizan, de lo contrario se ajusta al diámetro del colector del radiador a utilizar. Las válvulas se muestran en la figura 3.21.

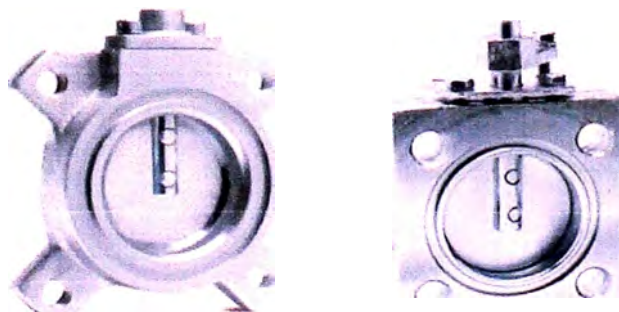


Figura 3.21. Válvula mariposa para los radiadores

Para la conexión del relé buchholz con el conservador, se utiliza también dos válvulas mariposa de 2" o 3" dependiendo del tipo de relé. En algunos casos, los clientes piden un bypass al relé buchholz y se coloca una tubería con bypass con una válvula mariposa también.

Hay que tener en cuenta, que esta breve descripción no restringe la cantidad de válvulas a utilizar, ni los requerimientos del cliente.

### 3.5.11 Selección de la vejiga de expansión

Las dimensiones de la vejiga de expansión dependen de tamaño del conservador, y esto define la selección de la vejiga.

La selección de la vejiga es como sigue:

1. Se tiene un conservador de diámetro  $D$  y largo  $L$ , como se muestra en la figura 3.22.

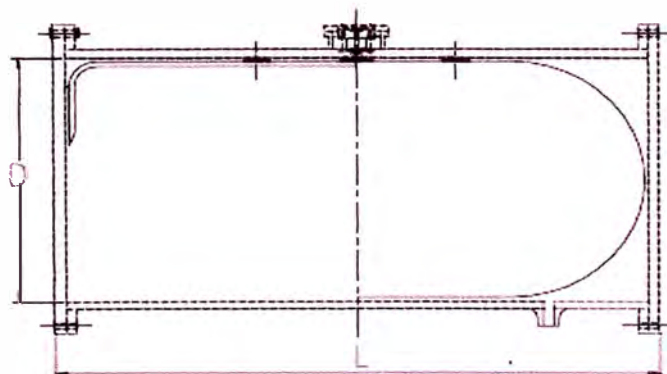


Figura 3.22

2. Luego, se calcula las dimensiones  $A$ ,  $B$  y  $C$  de la vejiga de expansión (vista superior), como se muestra en la siguiente figura 3.23.



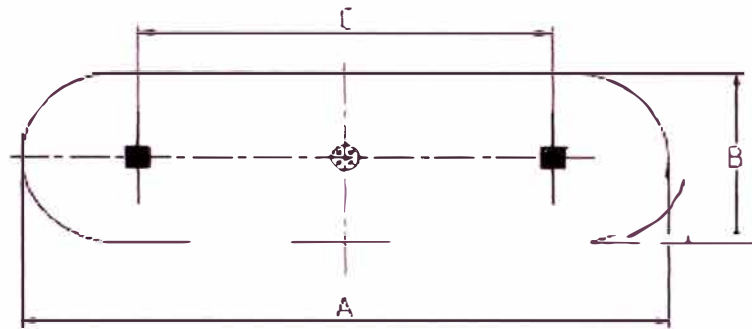


Figura 3.23

Dónde:

A: Longitud total de la vejiga

B: Ancho total de la vejiga

C: distancia entre orejas o ganchos de agarre

Se calcula de la siguiente manera:

$$B = \frac{D \times 3.14}{2} + 40 \dots (e6)$$

$$A = L - D + B \dots (e7)$$

$$C = A - B + 200 \dots (e8)$$

### 3.5.12 Selección de las Ruedas del Transformador

Las ruedas que se colocan en el transformador pueden ser con pestaña y sin pestaña, y ésta se utiliza para ser colocado sobre riel. Asimismo, estas ruedas con pestañas, se suele colocar con horquillas asísmicas, que se coloca para que el transformador aguante las aceleraciones de la gravedad durante un sismo. Este tipo de horquilla se sujeta al riel mediante pernos. En otros casos se coloca un anclaje antisísmico que es un perno de anclaje que es colocado en la base de concreto del transformador, y es unido a éste mediante tuercas.

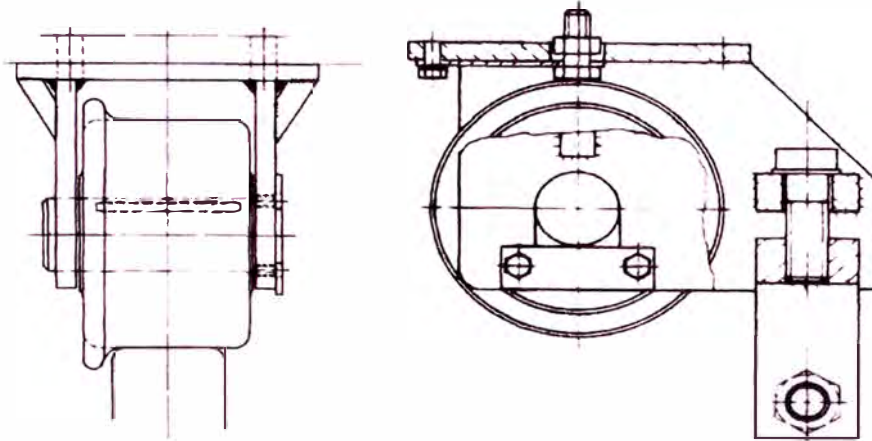


Figura 3.24. A la izquierda es rueda con pestaña y la de la derecha es rueda con pestaña con anclaje asísmico

Se suele utilizar ruedas (4 ruedas) de 5.3 ton, 7.5 ton, 15 ton, 30 ton, 65 ton y 90 ton. En caso se tenga un transformador de mayor masa, se puede colocar ruedas en parejas, así logrando duplicar la capacidad.

### 3.6 CALCULO DE LA MASA DEL ACEITE DEL TRANSFORMADOR

Se calcula la masa del aceite que va a haber dentro del transformador utilizando la hoja de cálculo que se muestra en la figura 3.25.

**CALCULO DE LA MASA DEL ACEITE**

Densidad aceite = **0.89** Kg/dm<sup>3</sup>  
 Densidad silicona = **0.96** Kg/dm<sup>3</sup>

**Medidas del tanque**

Longitud = **18.7** dm  
 Ancho = **7.1** dm  
 Altura = **17** dm

**Pesos Fe y Cu**

Pesos Fe = **2128.9** Kg.  
 Pesos Cu = **1134.6** Kg.

**Peso Parte activa (kg)**

**3753.025** Kg.  
 Area = **8.772** m<sup>2</sup>

**Radiadores**

N° Radiadores = **6**  
 N° de elementos/radiador = **18**  
 Volumen de un elemento = **3.33** dm<sup>3</sup>

**VOLUMENES**

Volumen del tanque (Vt) = **2257.09** dm<sup>3</sup>

Volumen parte activa (Vpa) = **712.0363636** dm<sup>3</sup>

Volumen aceite radiadores (Var) = **360** dm<sup>3</sup>

Volumen aceite tanque (Vat) = **2069.66** dm<sup>3</sup>

Volumen del conservador (Vc) = **185.36** dm<sup>3</sup>

Vol aceite en tanque s/ rad **1699.56** dm<sup>3</sup>

**Dimensiones finales del conservador**

D = **800** mm  
 L = **950** mm  
 Vol. = **477.5** dm<sup>3</sup>

**" Este calculo es valido solo si Vol > Vc"**

**OTROS CALCULOS**

Volumen aceite conservador (Vac) = **191.01** dm<sup>3</sup>  
 Volumen aceite del transformador (Vtotal) = **2250.57** dm<sup>3</sup>  
 Peso de aceite en el trafo (Paceite) = **2003.01** Kg.

Peso de aceite en tanque	1513
Peso de aceite en radiadores	320
Peso de aceite en conservador	170
Peso de aceite en OLTC	
Peso aceite total (kg)	<b>2003</b>

Figura 3.25. Hoja de cálculo de la masa del aceite del transformador

En esta hoja de cálculo se llena las dimensiones de la cuba, los pesos de fierro y cobre del transformador, la cantidad y dimensiones de los radiadores y las dimensiones del conservador. Obteniendo el peso del aceite contenido en el transformador. En caso lleve cúpulas o gargantas el transformador, el volumen que ocupa debe ser añadido manualmente o si es necesario quitar el volumen del conmutador se retira manualmente, según sea el caso.

### 3.7 SELECCIÓN DEL CONMUTADOR EN VACÍO

Antes de seleccionar el tipo y modelo de conmutador de tomas en vacío, debemos saber la conexión de la regulación de las bobinas, y de acuerdo a la aplicación, sabremos elegir el conmutador en vacío a utilizar. Por esta razón, mostramos a continuación las diferentes maneras de conexión de la regulación de las bobinas, y el tipo de conmutador a utilizar en cada una de ellas.

#### 1. Conmutador tipo puente o alternado

Este tipo de conmutador se utiliza cuando las derivaciones se toman de la mitad de la bobina, generalmente se utiliza este tipo de salida cuando la bobina se conecta en triángulo, según se muestra en la figura 3.26.

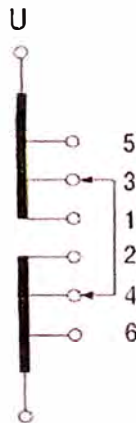


Figura 3.26. Conmutador tipo puente o alternado

#### 2. Conmutador sin terminal de salida o de punto fijo

Este tipo de conmutador se utiliza cuando las derivaciones se toman del final de la bobina, generalmente se utiliza este tipo de salida cuando la bobina se conecta en estrella pero sin un terminal de salida, según se muestra en la figura 3.27.

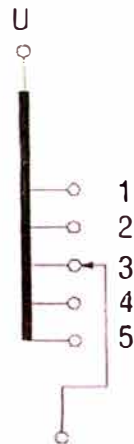


Figura 3.27. Conmutador sin terminal de salida o de punto fijo

### 3. Conmutador tipo estrella con terminal de salida

Este tipo de conmutador se utiliza cuando las derivaciones se toman del final de la bobina, generalmente se utiliza este tipo de salida cuando la bobina se conecta en estrella pero con un terminal de salida, según se muestra en la figura 3.28.

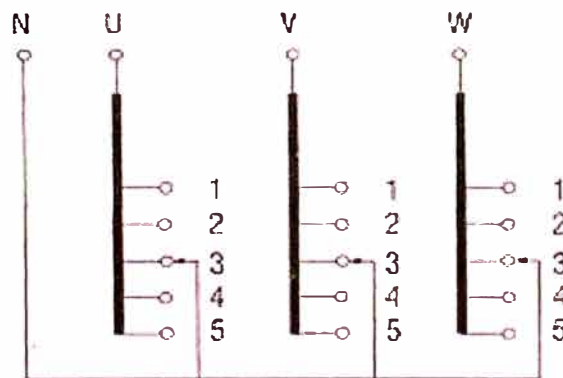


Figura 3.28. Conmutador tipo estrella con terminal de salida

### 4. Conmutador tipo serie paralelo

Este tipo de conmutador se utiliza cuando se requiere realizar una conexión serie paralelo a una bobina partida en dos, así ésta se conecte en delta o estrella, según se muestra en la figura 3.29.

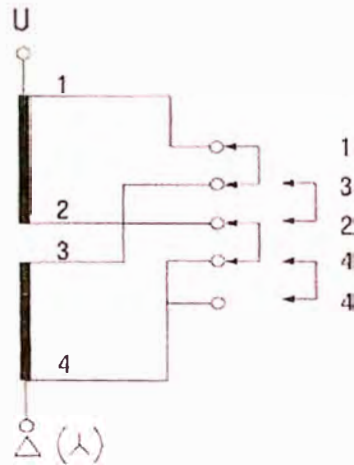


Figura 3.29. Conmutador tipo serie paralelo

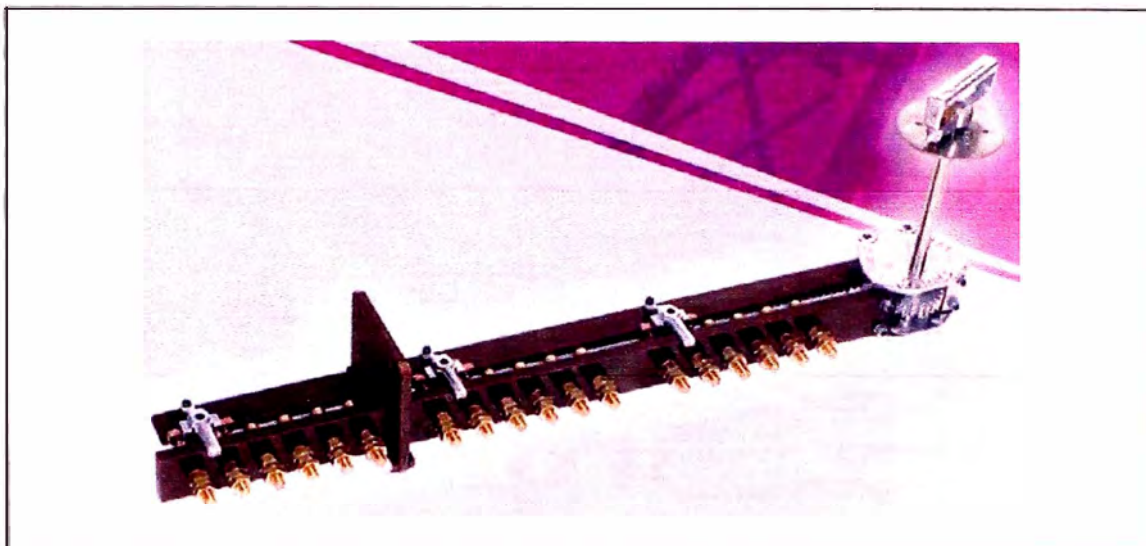
Ya teniendo claro el tipo de conmutador a utilizar, podemos definir el modelo según las características eléctricas del transformador.

En el mercado existen diferentes marcas de conmutadores en vacío, sin embargo, trabajaremos con la marca CAPT, que es la más reconocida a nivel internacional.

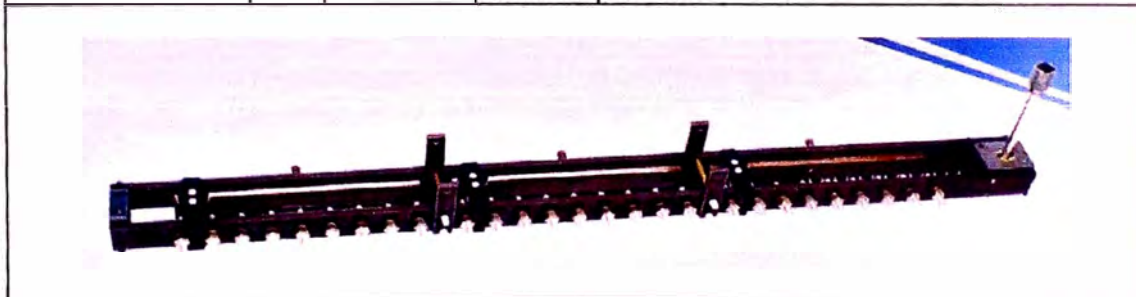
Se tienen los siguientes modelos: AT, M, MTV-MRV y K-KR. Cada modelo se describirá según las tablas que siguen:

### 3.7.1 Descripción de los modelos de los conmutadores en vacío

Modelo	AT	
Mando del conmutador	Puede ser controlado manualmente a la altura de un hombre o en la tapa del transformador.	
Posiciones	De 2 a 9 posiciones	
Tensiones	24 - 36 - 52 - 72.5 kV	
Corriente nominal	120 - 200 - 300 - 400 - 600 A	
Tipo	AT	Trifásico tipo puente o alternado
	ATS	Trifásico tipo estrella con terminal de salida
	ATC	Trifásico tipo estrella sin terminal de salida o de punto fijo
	ATSP	Trifásico tipo serie paralelo

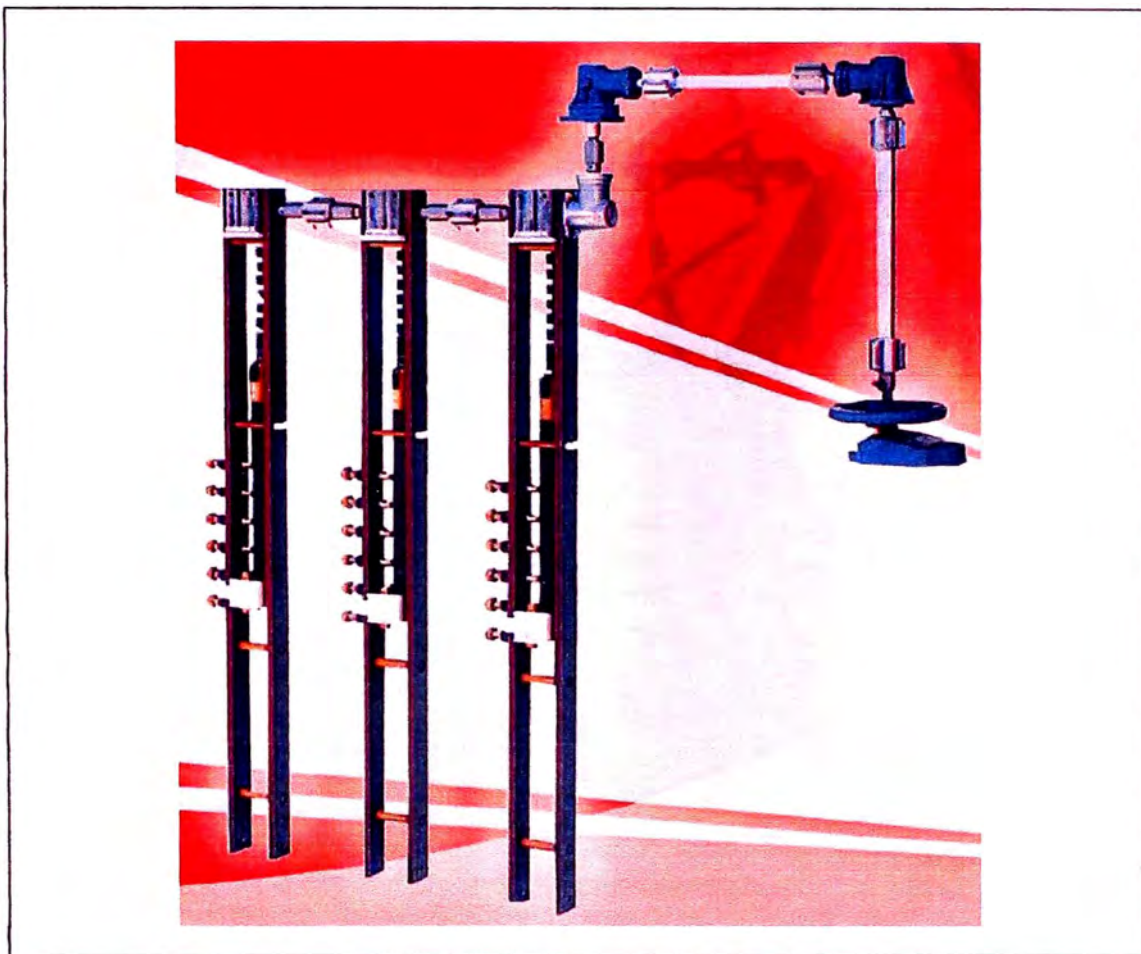


Modelo	M
Mando del conmutador	Puede ser controlado manualmente a la altura de un hombre o en la tapa del transformador.
Posiciones	De 2 a 11 posiciones
Tensiones	24 - 36 - 52 - 72.5 kV
Corriente nominal	120 - 200 - 300 - 400 - 600 A
Tipo	MT Trifásico tipo puente o alternado
	MS Trifásico tipo estrella con terminal de salida
	MP Trifásico tipo estrella sin terminal de salida o de punto fijo
	MSP Trifásico tipo serie paralelo



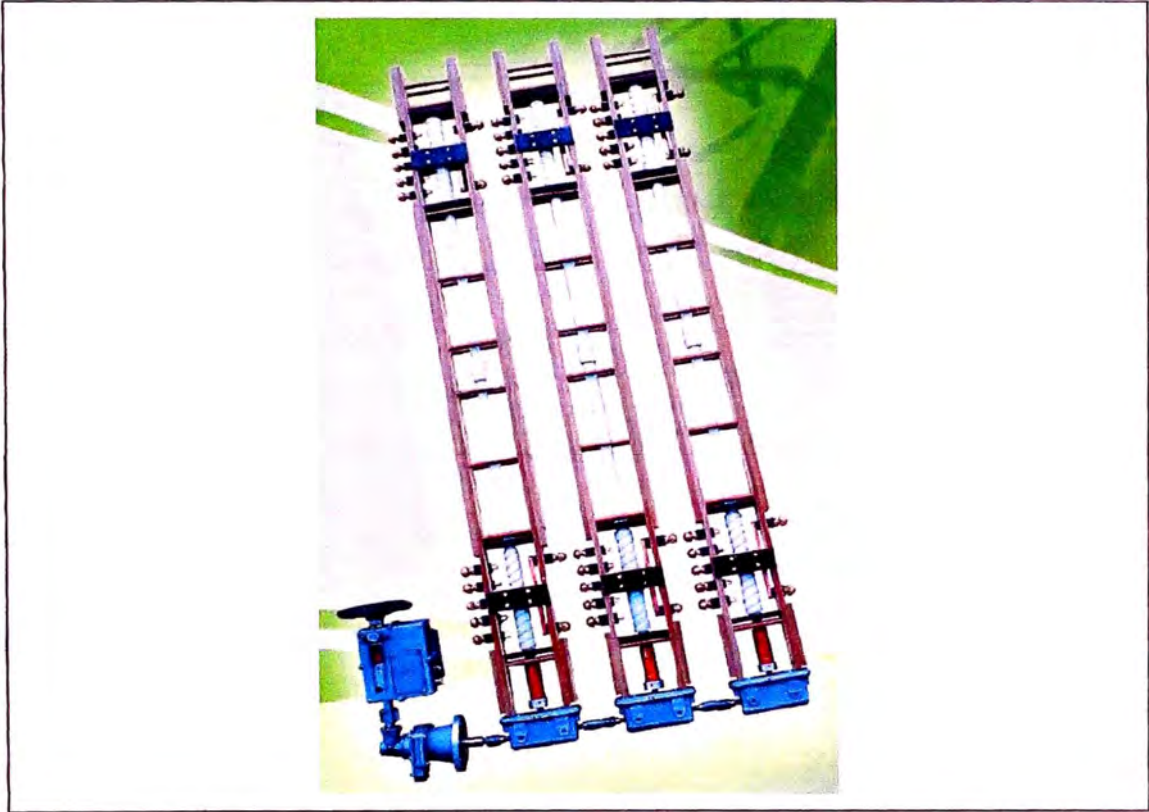
Modelo	MTV - MRV
Mando del conmutador	Puede ser controlado manualmente a la altura de un hombre o en la tapa del transformador.
Posiciones	De 2 a 11 posiciones
Tensiones	100 - 123 - 145 - 170 kV
Corriente nominal	120 - 200 - 300 - 400 - 600 A
Tipo	MTV Monofásico tipo puente o alternado
	MRV Monofásico para cualquier tipo de conexión





<b>Modelo</b>	K - KR	
<b>Mando del conmutador</b>	Puede ser controlado manualmente a la altura de un hombre o en la tapa del transformador.	
<b>Posiciones</b>	De 2 a 9 posiciones	
<b>Tensiones</b>	72.5 - 100 - 123 - 145 - 170 - 245 kV	
<b>Corriente nominal</b>	200 - 350 - 500 - 800 A	
<b>Tipo</b>	K	Monofásico para cualquier tipo de conexión
	KR	Monofásico para cualquier tipo de conexión





### 3.7.2 Tipos de contactos y distancias entre ellos

Luego de elegir el modelo adecuado, se debe seleccionar el tipo de contacto según la corriente del conmutador. Se tiene con contactos fijos hechos de latón. En donde, dependiendo del nivel de corriente hay diferentes tipos, como se muestra en la figura 3.30.

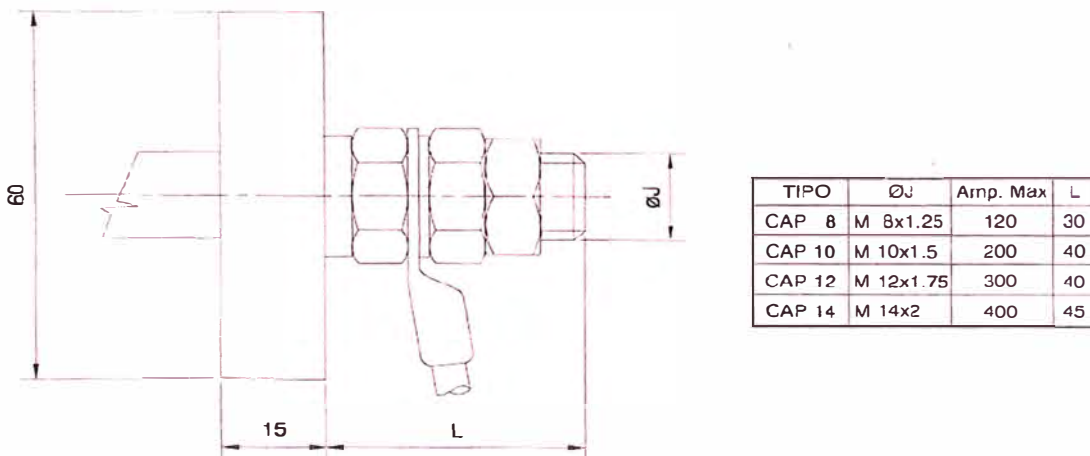


Figura 3.30. Contactos fijos hechos de latón

Asimismo, tenemos contactos fijos hechos de cobre. Donde, también hay diferentes tipos de acuerdo al amperaje, como se muestra en la figura 3.31.

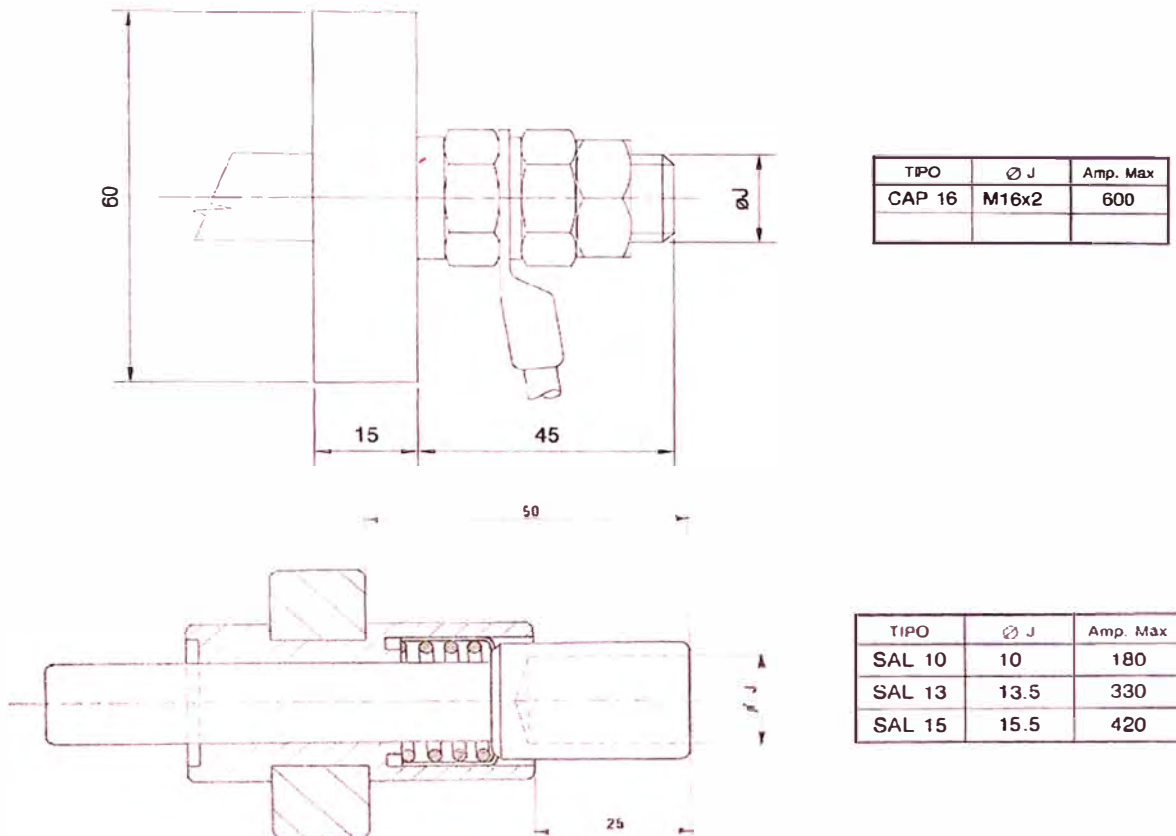



Figura 3.32. Contactos fijos hechos de cobre

Además, del tipo de contacto debemos seleccionar la distancia adecuada (D) entre contactos, y esto va a depender de la máxima tensión que soporta producto de las pruebas dieléctricas. Estas distancias van a depender del tipo de contacto, y se muestran en las diferentes tablas, como se muestra a continuación.

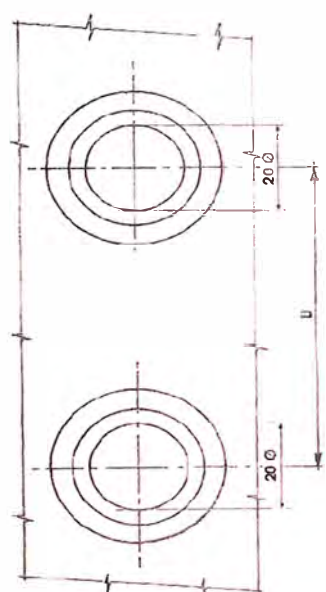
Para los contactos fijos hechos en latón, se tiene la distancia D que debe utilizarse de acuerdo a la clase de tensión y a la máxima tensión que soporta sin que haya descarga en la prueba de tensión aplicada o inducida, según la tabla que se muestra en la figura 3.33.



PROVE DI ISOLAMENTO ESSAI D'ISOLATION ISOLATIONSPRUEFUNG INSULATION TESTS		IN LABORATORIO EN LABORATOIRE LABORATORIUMSPRUEFUNG AT THE LABORATORY	
D mm	TENSIONE DI ESERCIZIO CLASSE DE TENSION BETRIEB- SPANNUNG NOMINAL RATED VOLTAGE	PROVA A 50 Hz x 5 MINUTI ESSAI A 50 HZ PENDANT 5 MINUTES PRUEFUNG 50 HZ FUER 5 MINUTEN APPLIED POTENTIAL TEST AT 50 HERTZ FOR 5 MINUTES	
	KV	NON SCARICA NON-DECHARGE UNENTLADUNG NO FLASH OVER	SCARICA DECHARGE ENTLADUNG FLASH OVER
		KV	KV
31,5	12	22	34
40	17.5	38	60
50	20	45	68

Figura 3.33. Distancia entre contactos de latón

Para los contactos fijos hechos de cobre, se tiene la distancia D que debe utilizarse de acuerdo a la clase de tensión y a la máxima tensión que soporta, sin que haya descarga en la prueba de tensión de impulso, aplicada o inducida. Se tiene diferentes tablas de acuerdo a la corriente que pasa por el conmutador. Para corrientes de 180, 330 y 420 A, se muestra la tabla en la figura 3.34 y para corriente de 600 A se muestra en la figura 3.35.



PROVE DI ISOLAMENTO ESSAI D'ISOLATION ISOLATIONSPRUEFUNG INSULATION TESTS		A) CESI di MILANO B) in laboratorio C) Istituto GALILEO FERRARIS		
D mm	PROVA A 50 Hz x 1 MINUTO ESSAI A 50 HZ PENDANT 1 MINUTE PRUEFUNG 50 HZ FUER 1 MINUTEN APPLIED POTENTIAL TEST AT 50 HERTZ FOR 1 MINUTE	SCARICA DECHARGE ENTLADUNG FLASH OVER	PROVA AD IMPULSO (1.2 x 50 µs) ESSAI AU CHOC SPRUNGSWELLENPROBE IMPULSE TEST	
	KV	KV	NON SCARICA NON-DECHARGE UNENTLADUNG NO FLASH OVER	SCARICA DECHARGE ENTLADUNG FLASH OVER
			KV	KV
31,5	22 (A)	—	75 (A)	—
40	38 (B)	60 (B)	—	—
60	70 (B)	82 (B)	240 (C)	250 (C)

Figura 3.34 Distancia entre contactos de cobre

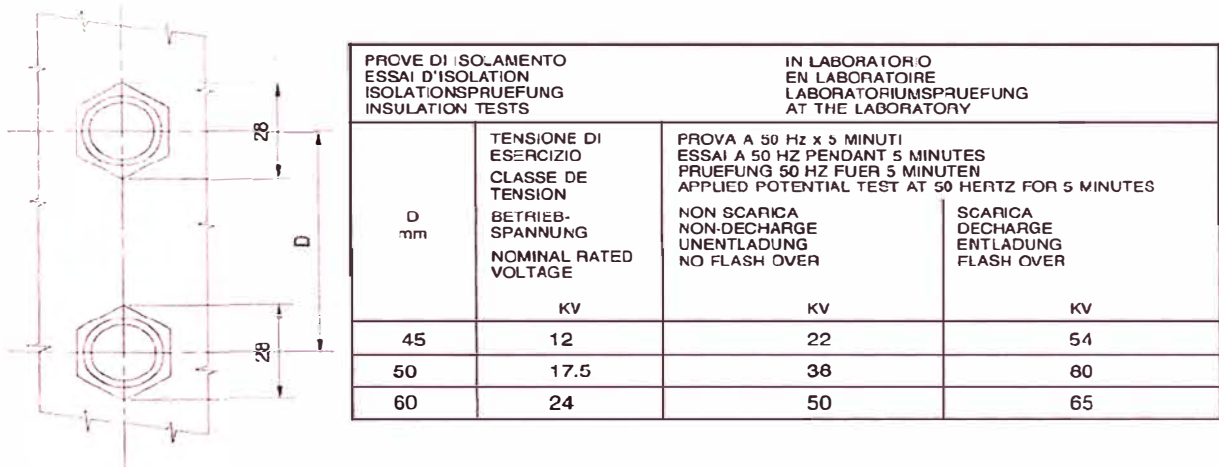


Figura 3.35. Distancia entre contactos de cobre

### 3.7.3 Tipos de montaje para los conmutadores en vacío

Asimismo, para cada tipo de conmutador se tiene varios tipos de montaje. El conmutador no es solo el equipo, sino también los accesorios que van asociados para el montaje deseado. En la figuras 3.36 y 3.37 se aprecian dos tipos de montaje para los conmutadores tipos AT y M.

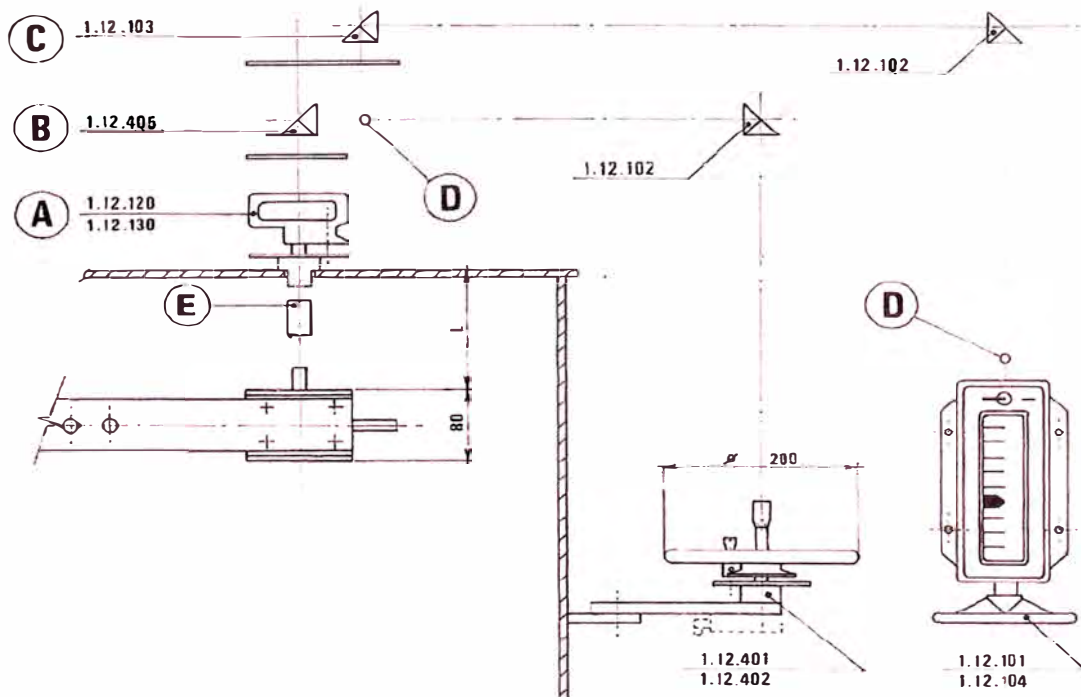
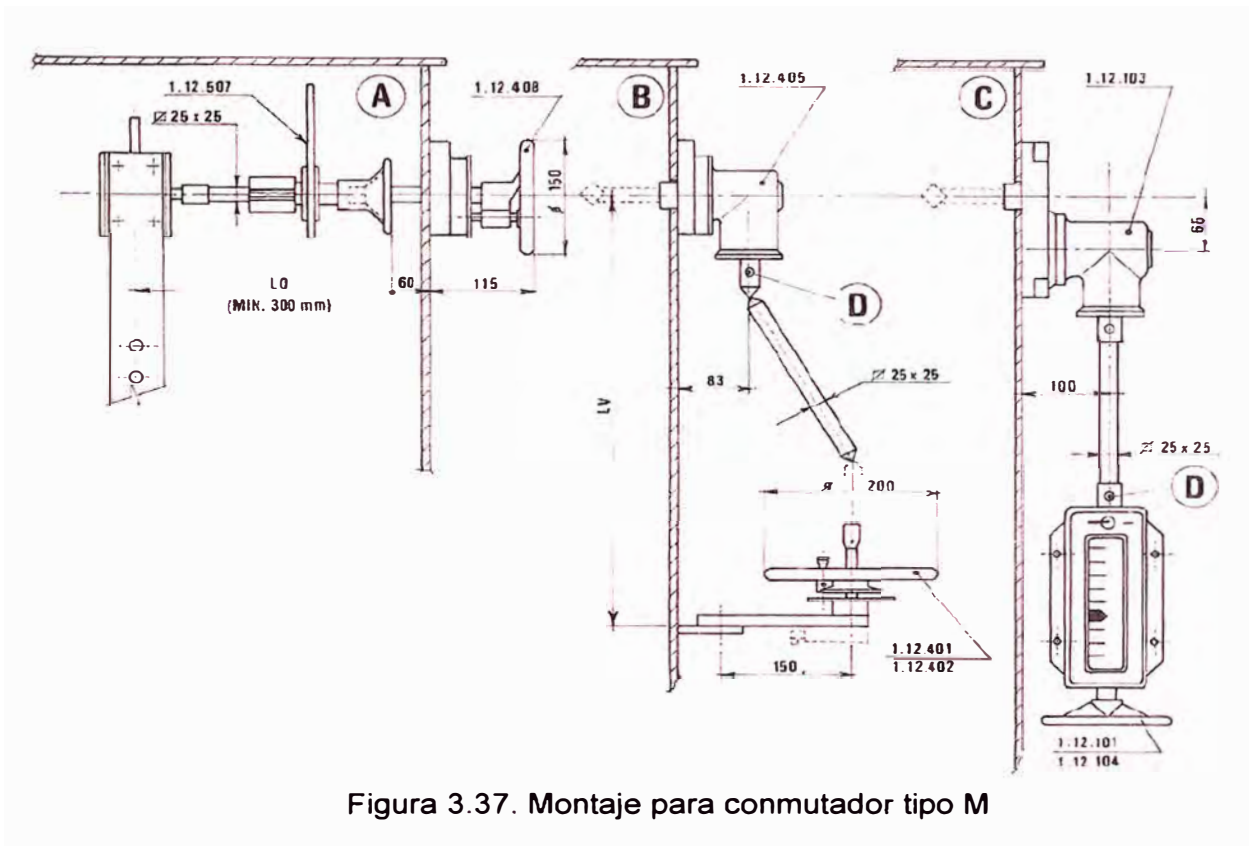


Figura 3.36. Montaje para conmutador tipo AT



En la figuras 3.38, 3.39 y 3.40 se aprecian tres tipos de montaje para los conmutadores tipos MTV-MRV.

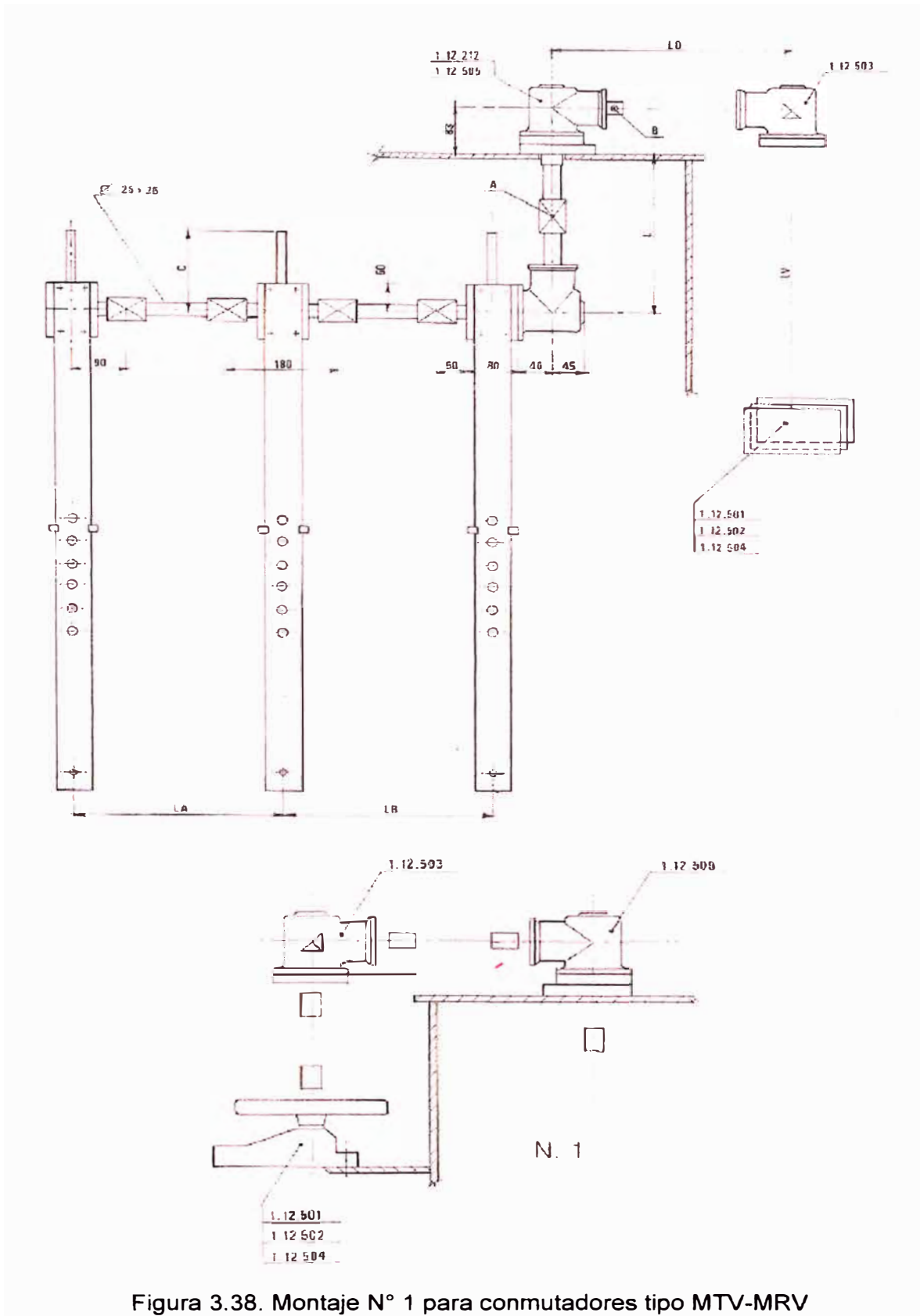


Figura 3.38. Montaje N° 1 para conmutadores tipo MTV-MRV



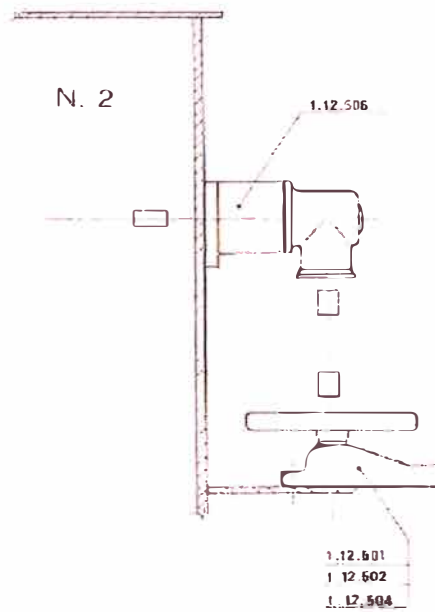
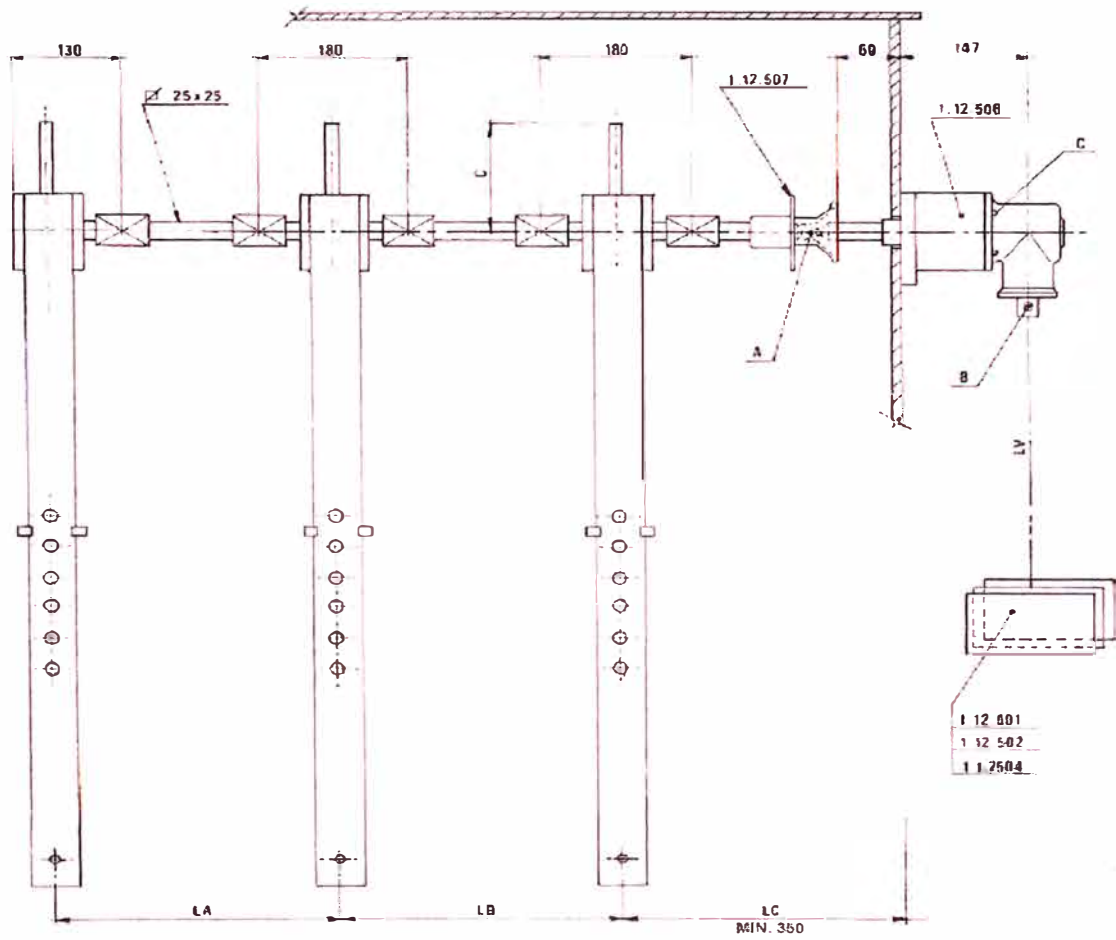


Figura 3.39. Montaje N° 2 para conmutadores tipo MTV-MRV

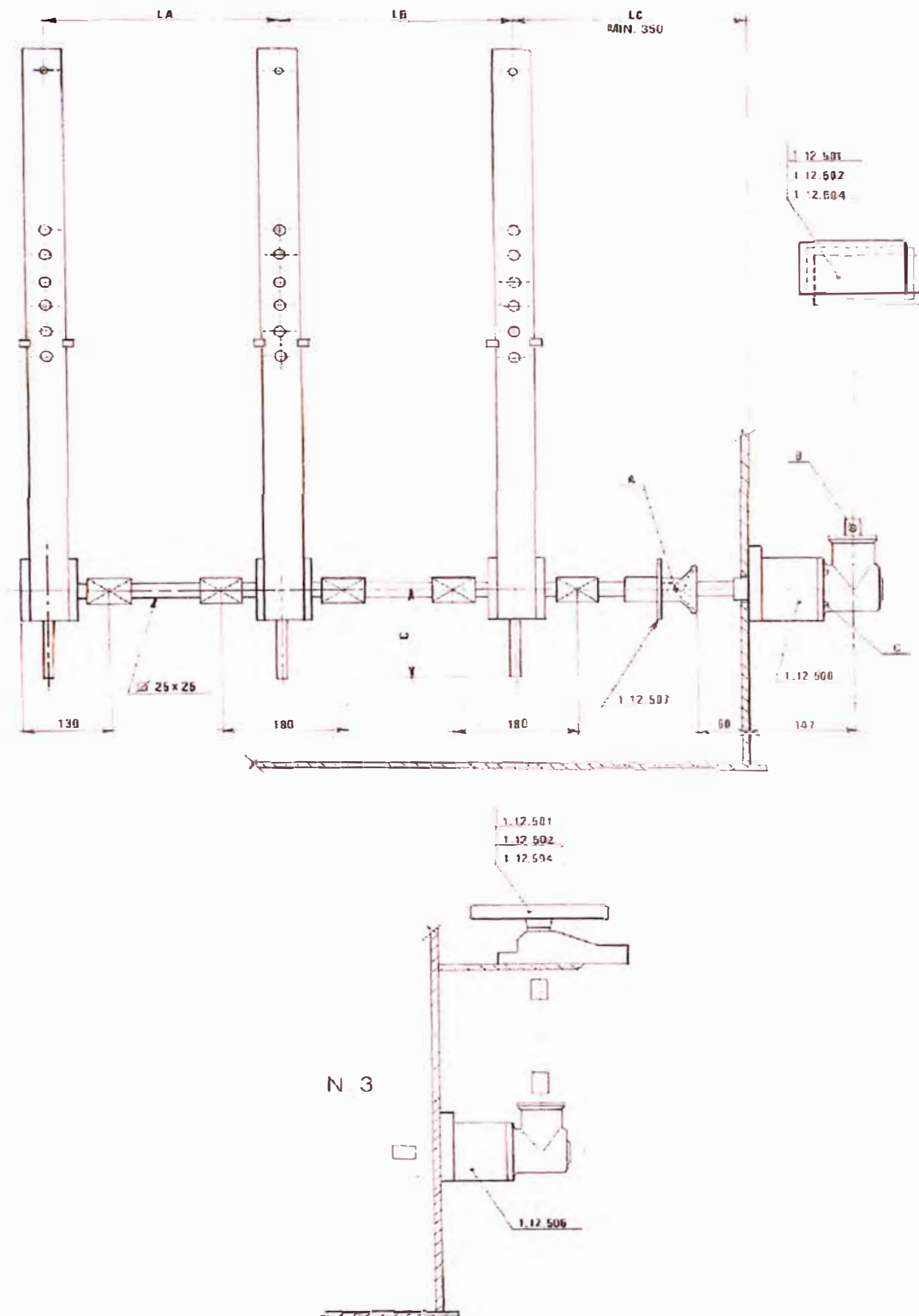


Figura 3.40. Montaje N° 3 para conmutadores tipo MTV-MRV



En la figuras 3.41, 3.42, 3.43, 3.44 y 3.45 se aprecian cinco tipos de montaje para los conmutadores tipos K-KR.

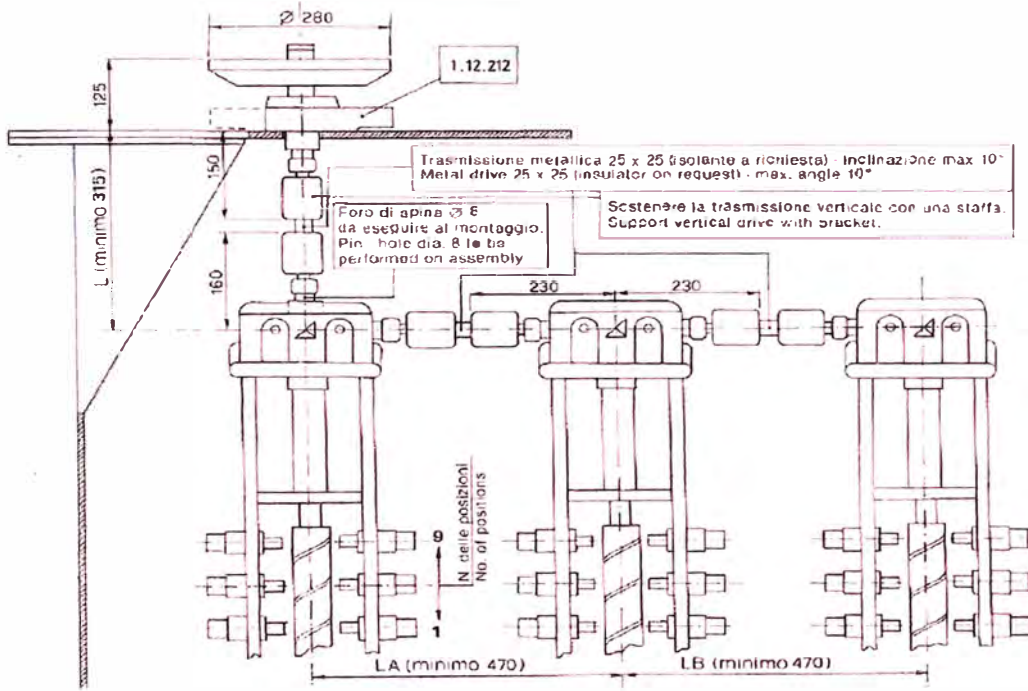


Figura 3.41. Montaje N°1 para conmutadores tipo K-KR

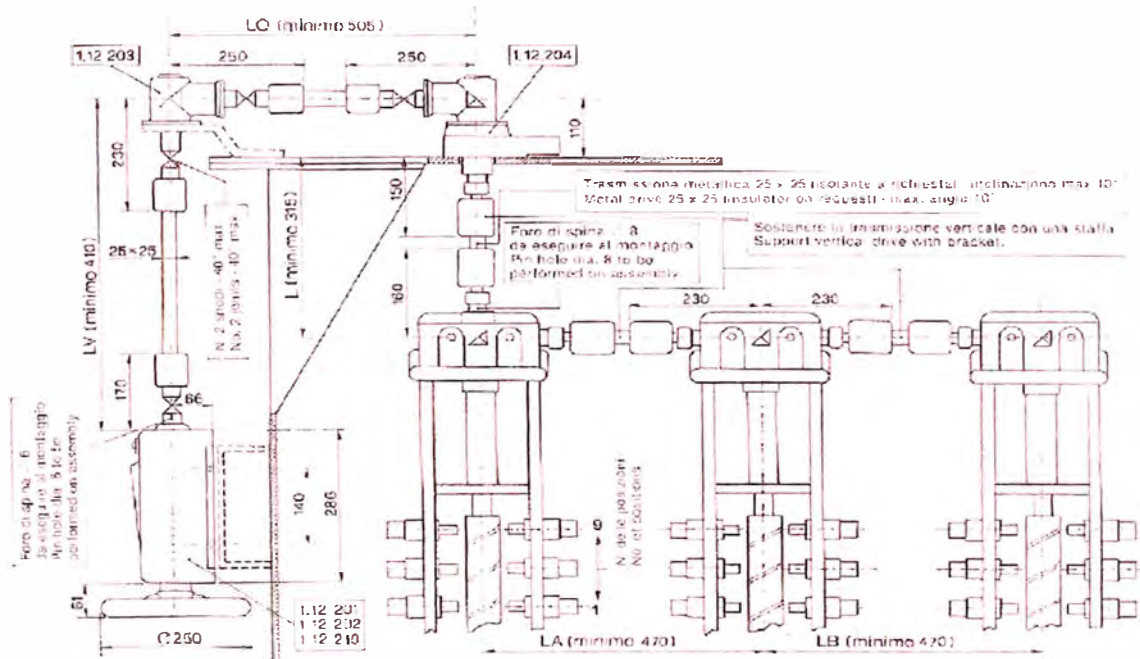


Figura 3.42. Montaje N°2 para conmutadores tipo K-KR



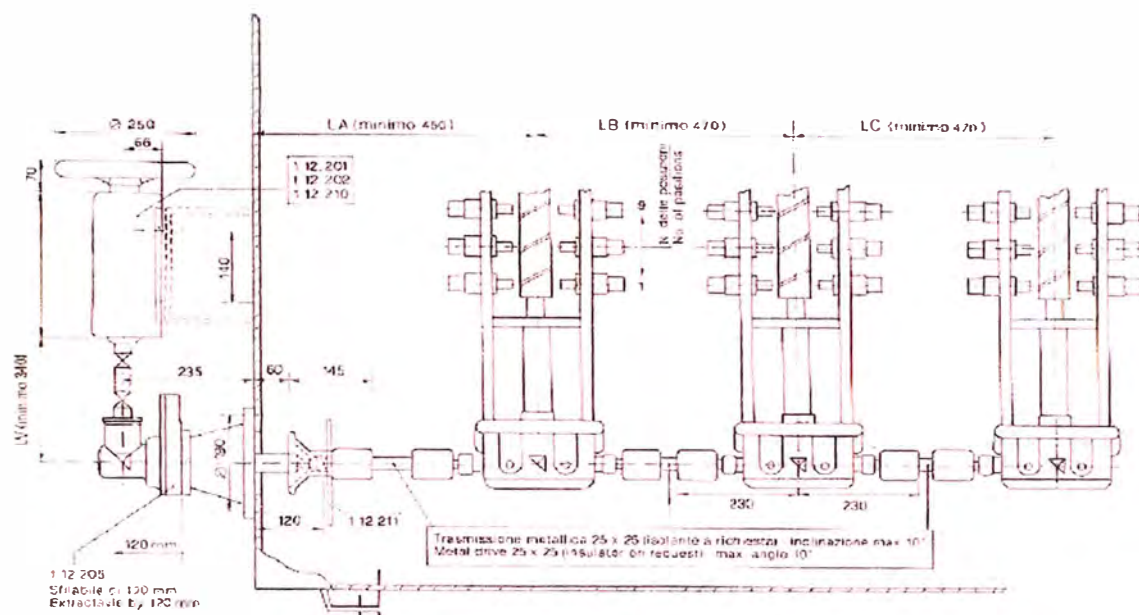


Figura 3.45. Montaje N°5 para conmutadores tipo K-KR

Todos los accesorios que sirven para el montaje se encuentran codificados como se muestra en las figuras de los montajes de los conmutadores en vacío. Los diagramas de los accesorios se encuentran en el catálogo del fabricante.

### 3.8 SELECCIÓN DEL CONMUTADOR BAJO CARGA

#### 3.8.1 Designación del tipo de conmutador

Para designar el tipo de conmutador se debe de cumplir ciertas características mínimas independientemente de la marca del conmutador de tomas, estas son:

1. El tipo de conmutador de tomas

Va a depender de la marca y del modelo del conmutador a seleccionar

2. Numero de fases

Monofásico

Bifásico

- Trifásico

### 3. Tipo de Conmutación

- Lineal
- Más/Menos
- Grueso/Fino

### 4. Tipo de Conexión

- Trifásica con punto neutro (una unidad)

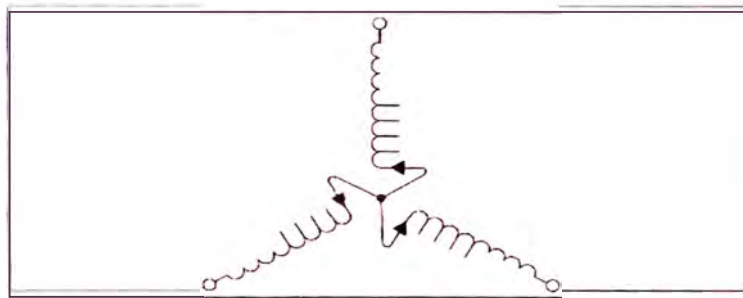


Figura 3.46. Conexión trifásica con punto neutro

- Monofásica (una unidad)

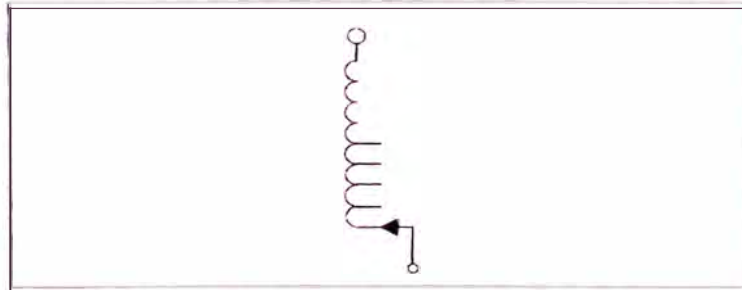


Figura 3.47. Conexión monofásica (una unidad)

- Trifásica totalmente aislada (tres unidades)

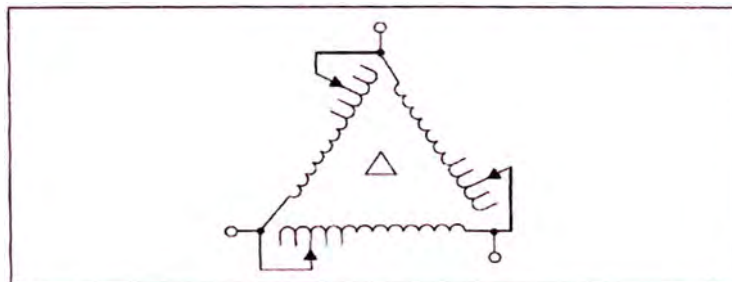


Figura 3.48. Conexión trifásica totalmente aislada (tres unidades)

- Trifásica en triángulo (dos unidades: monofásica y bifásica)

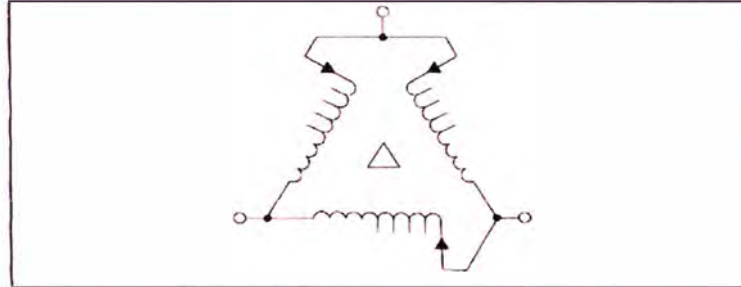


Figura 3.49. Conexión trifásica en triángulo (dos unidades: monofásica y bifásica)

#### 5. La tensión soportada de impulso o la clase de tensión

Estos valores varían respecto al fabricante, por ejemplo podemos tener valores de nivel de impulso: 200 kV, 350 kV, 380 kV, 550 kV, 650 kV, 750 kV y 1050 kV. Y si es por la clase de tensión tenemos: 72.5 kV, 123 kV, 170 kV, 245 kV y 300 kV.

#### 6. Corriente nominal máxima de paso

Estos valores varían respecto al fabricante, por ejemplo podemos tener valores de: 150 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A, 600 A, 700 A, 800 A, 900 A, 1000 A, 1200 A, y 1500 A.

#### 7. La cantidad de posiciones

En algunas marcas solo se coloca la cantidad de posiciones, y en otras se selecciona el diagrama de conexión.

#### 8. Tamaño del selector de tomas

Generalmente se tienen tres tamaños que varía su selección por diferentes condiciones como el número de posiciones, la tensión soportada de impulso y la corriente máxima de paso. Pero la definición de selección del selector de tomas se hace con los niveles de aislamiento.



### 3.8.2 Niveles de aislamiento

LI es el impulso por rayo (1,2/50  $\mu$ s) a tierra. Pf es la tensión de prueba de frecuencia de potencia a tierra (60 s). Los niveles de aislamiento se indican como la tensión soportada de impulso – tensión soportada de frecuencia de potencia. Los niveles de impulso por rayo (LI) y los niveles de tensión de prueba o frecuencia de potencia (Pf) corresponden a los siguientes valores Um de acuerdo con IEC:

Tabla 3.29. Niveles de aislamiento

LI (kV)	Pf (kV)	Um (kV)
380	150	72,5
650	275	145
750	325	170
1050	460	300

Debido a la prueba de impulso y a la prueba de tensión aplicada o inducida, el bobinado de regulación está sometido a esfuerzos eléctricos que hace que la bobina de regulación oscile. La amplitud de la oscilación es pequeña si la bobina de regulación tiene una alta capacitancia en serie. Estos esfuerzos varían conforme el número de espiras de la bobina de regulación cambia, es decir, en cada toma posee una tensión disruptiva diferente.

El cálculo de la tensión disruptiva para la prueba de impulso en la bobina de regulación es de acuerdo a la siguiente formula:

$$URF_{LI} = U_s \times \frac{NR}{NS} \times k_1 \dots \text{ (e9)}$$

Donde:

$URF_{LI}$ : Tensión en la bobina de regulación por la prueba de impulso en kV

$U_s$ : BIL, tensión de impulso en kV

$NS$ : Numero de espiras en la bobina base

**NR:** Numero de espiras de la bobina de regulación

**k1:** Factor que depende tipo de regulación y del bobinado de regulación

Para regulación gruesa/fina:

k1=2.2 (Bobina capa o multicapa)

Para regulación más/menos o lineal:

k1=2.2 (Bobina capa o multicapa)

k1=2.7 (Bobina disco entrelazado)

k1=3.0 (Bobina disco continua)

El cálculo de la tensión disruptiva para la prueba de tensión aplicada o inducida en la bobina de regulación es de acuerdo a la siguiente formula:

$$URF_{pf} = 2 \times Un \times \frac{NR}{NS} \dots (e10)$$

Donde:

$URF_{pf}$ : Tensión en la bobina de regulación por la prueba de tensión aplicada o inducida en kV

$Un$ : Tensión nominal en kV

Para la selección del tamaño del selector de tomas debemos de determinar el nivel de aislamiento apropiado del conmutador de tomas. Para ello, se debe de determinar las tensiones que hay entre los contactos del conmutador durante la prueba de impulso en cada situación que se muestra en los esquemas de conmutación lineal, más/menos y gruesa/fina, figura 3.50, 3.51 y 3.52, respectivamente.

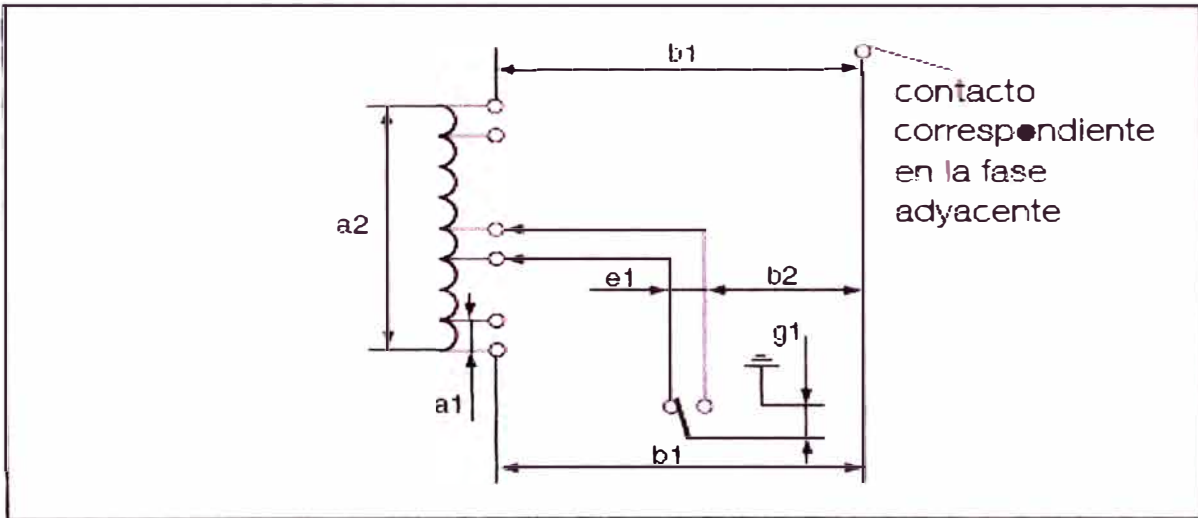


Figura 3.50. Conmutación lineal

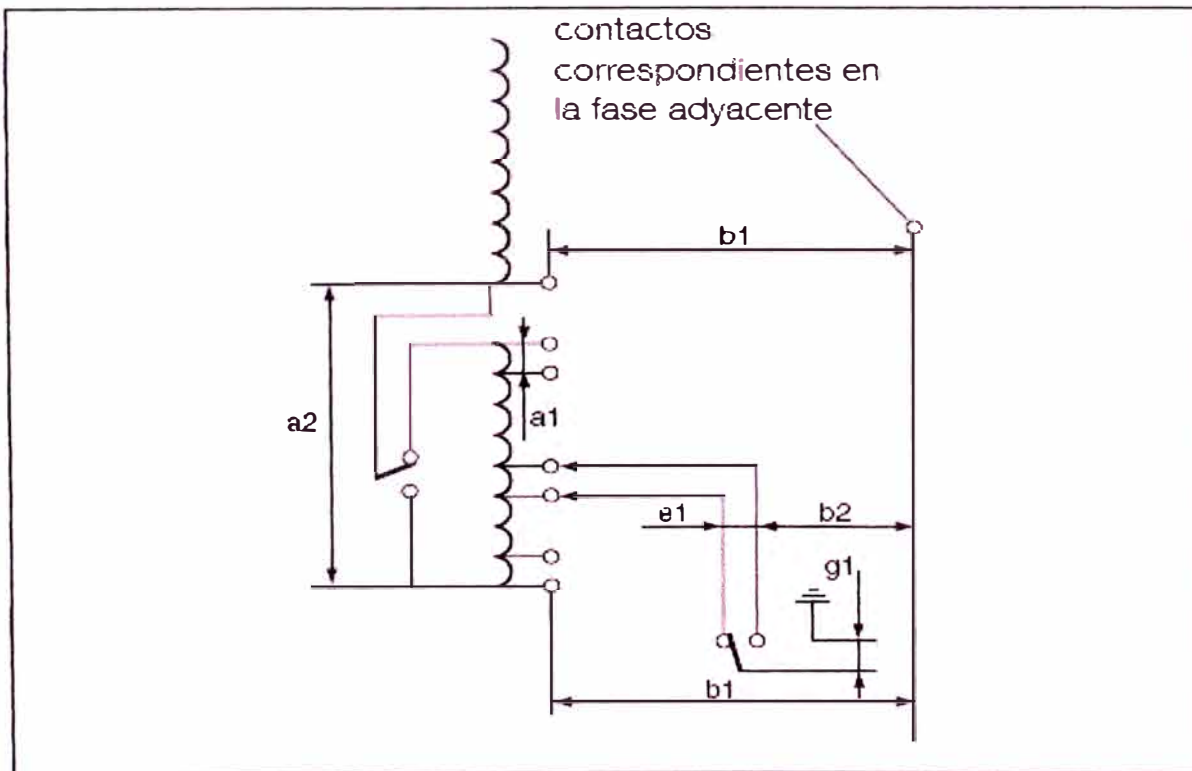


Figura 3.51. Conmutación más/menos



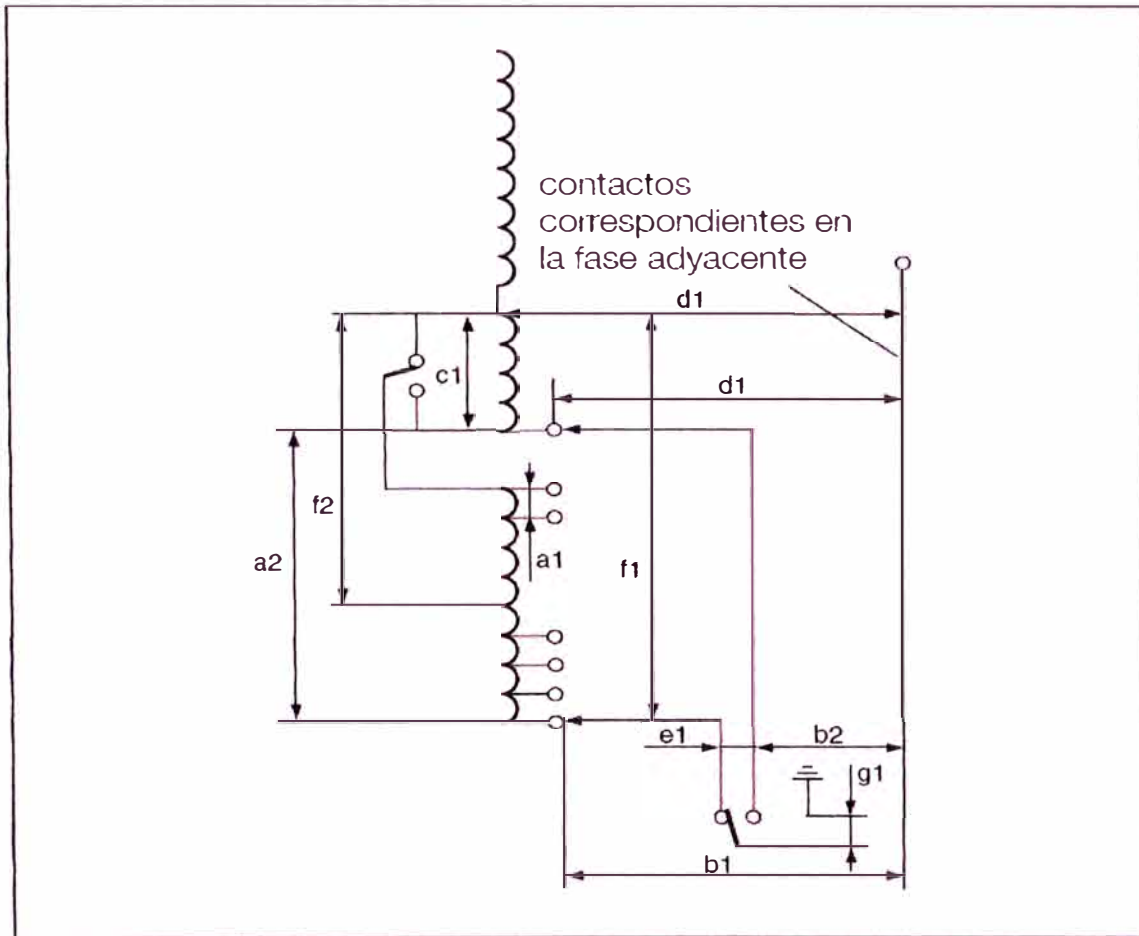


Figura 3.52. Conmutación gruesa/fina

Tabla 3.30. Descripción de la distancia entre contactos

	<b>Descripción</b>	<b>Explicación</b>
a2	Entre extremos del bobinado fino de regulación (toda la gama). Para conmutación grueso/fino en posición menos, esto significa entre el extremo que oscila libremente en el bobinado grueso y cualquier extremo del bobinado fino	El valor de a2 se refiere cuando se calcula la tensión disruptiva de regulación fina para conmutación lineal y más/menos.
a1	Entre contactos adyacentes eléctricamente en el selector de tomas, no conectados	El valor de a1 se refiere al valor de tensión de un paso de regulación considerando toda la bobina de regulación fina libre, es decir, el valor calculado en e5 dividido entre la cantidad de pasos de la bobina de regulación.

Tabla 3.31. Descripción de la distancia entre contactos

	<b>Descripción</b>	<b>Explicación</b>
b1	Entre tomas no conectadas de fases diferentes del selector de escalón fino	El valor de b1, se tiene varias opciones conforme se variando la toma, pero el peor caso es cuando la regulación fina está libre y es semejante al del valor de a2.
b2	Entre contactos abiertos de distintas fases en el conmutador	El valor de b2 es similar a b1, considerando el peor caso que la bobina de regulación fina este libre.
c1	Entre extremos del bobinado grueso en el conmutador de escalón grueso/fino	El valor de c1 se calcula aplicando la ecuación e5 solo para la bobina de regulación gruesa.
d1	Entre tomas no conectadas de fases diferentes del selector de escalón grueso (conmutación de escalón grueso/ fino)	El valor de d1, es el mismo caso del valor de b1, conforme se varía la toma, pero el peor caso es cuando la regulación gruesa y fina esté libre, asemejándose al valor de b1.
e1	Entre la toma preseleccionada y la toma conectada de una fase en el conmutador y en el selector de fase	El valor de e1, es el mismo caso del valor de a1, así que se calculara de la forma que se hizo para el a1.
f1	Entre cualquier extremo del bobinado grueso y la toma conectada	El valor de f1, se calcula la tensión disruptiva regulación gruesa/fina. Se aplica la ecuación e5 considerando la cantidad de espiras de regulación como la suma de espiras de regulación gruesa y fina.
f2	Entre cualquier extremo del bobinado grueso y la mitad del bobinado fino	Del valor de f2, se calcula la tensión disruptiva regulación gruesa/fina. Se aplica la ecuación e5 considerando la cantidad de espiras de regulación como la suma de espiras de regulación gruesa y la mitad de espiras de la regulación fina.
g1	Toma conectada a tierra	El valor de g1, se tiene varias opciones conforme se variando la toma, pero el peor caso es cuando la regulación fina está libre y es semejante al del valor de a2 o f1, según sea el caso.

### 3.8.3 Resistencia de interconexión

Para saber si el conmutador utiliza resistencia de interconexión, primero se debe verificar si la tensión de recuperación calculada es mayor a lo permisible por el fabricante del conmutador. Para verificar esto, primero se debe de calcular las capacidades en paralelo  $C_1$  y  $C_2$ , como se muestra en la figura 3.53.

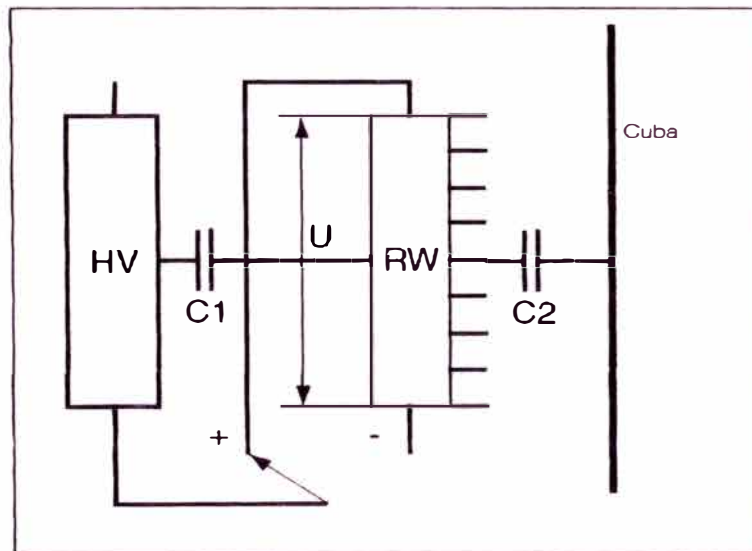


Figura 3.53. Esquema de capacitancias en paralelo

Las capacitancias  $C_1$  y  $C_2$ , pueden ser calculadas utilizando las siguientes fórmulas de aproximación.

$$C_1 = \frac{\epsilon_{eq} \times \epsilon_o \times H \times (D_1 + D_2)}{2 \times T_1} \dots \text{(e11)}$$

$$C_2 = \frac{\epsilon_{eq} \times \epsilon_o \times H \times (D_2 + D_3)}{2 \times T_2} \dots \text{(e12)}$$

Donde:

H: La altura de la bobina

D1: Diámetro medio de la bobina 1

D2: Diámetro medio de la bobina de regulación

D3: Diámetro medio de la bobina 3 o la pared del tanque

T1: Canal entre la bobina de regulación y la bobina 1

T2: Canal entre la bobina de regulación y la bobina 3, o la distancia promedio entre la bobina de regulación y la pared del tanque.

$\epsilon_{eq}$ : Permeabilidad relativa equivalente del canal de aislamiento. El valor adecuado es de 2.7 en la mayoría de casos.

$\epsilon_0$ :  $8.85 \times 10^{-12}$  F/m

Para el cálculo de la tensión de recuperación se utiliza un software como se muestra en la figura 3.54, pero es válido solo para conmutación más/menos.

**Calculation of Recovery Voltage of Plus/Minus Tap Selector**

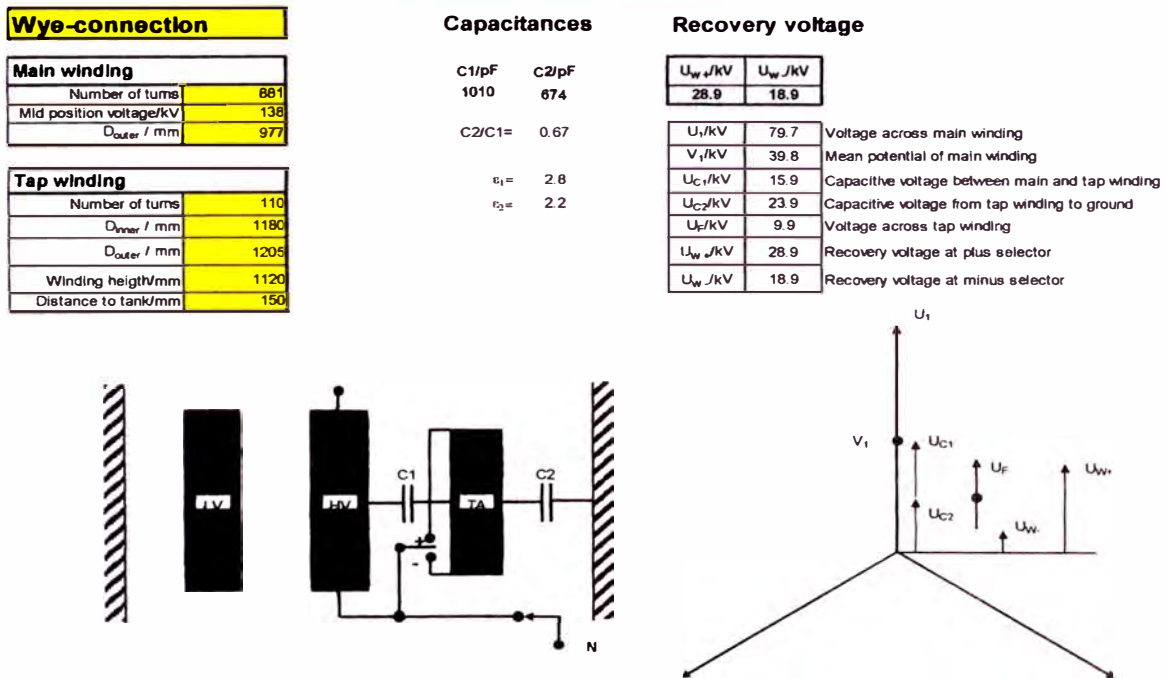


Figura 3.54. Software de cálculo de resistencia de interconexión

En esta hoja de cálculo se ingresan los datos solicitados en amarillo, como el número de espiras (Number of turns), la tensión en la posición media (Mid position voltage) y el diámetro externo (DOUTER) de la bobina principal. Para la

bobina de regulación se ingresan datos como el número de espiras (Number of turns), el diámetro interno (DINNER), el diámetro externo (DOUTER), la altura del devanado (Winding height) y la distancia al tanque (Distance to tank). Con estos datos se calcula la tensión de recuperación (Recovery Voltage) que debe ser menor a la tensión de recuperación máxima admisible por el fabricante del conmutador. De no ser así, se comunica al fabricante que se le debe de colocar las resistencias de interconexión, y se le brinda al fabricante los valores de  $C_1$  y  $C_2$  y el tipo de bobinado para que pueda realizar un cálculo más exacto y adjunte a su suministro de conmutador el suministro e instalación de las resistencias de interconexión.

### **3.9 COSTO DEL REVITALIZADO DE UN TRANSFORMADOR**

#### **3.9.1 Lista de materiales**

Se tiene una hoja de cálculo donde se colocan los costos de materiales necesarios para el revitalizado, los costos que se colocan deben ser en condiciones DDP. Si los materiales o equipos son precios en condiciones EXW, FOB, CIF o CPT, según sea aeropuerto o puerto, se debe de agregar un costo de flete, seguros y desaduanaje. Generalmente para carga traída por vía marítima se considera un factor de importación de 1.2 y vía aérea de 1.35, ambos si los precios brindados son en EXW. Los materiales se dividen en cuatro grupos: Parte activa, Estructura metalmecánica, Accesorios y Equipos especiales.

#### **1. Materiales para la parte activa**

Los materiales que tenemos en la parte activa principalmente y que se deben de tomar en cuenta en realizar un presupuesto son:

Cobre electrolítico para las bobinas

Fierro silicoso para el núcleo magnético

Aislamientos de bobinas

Aislamientos moldeados para la parte activa

Cartón duro para los cilindros y otros aislamiento de parte activa

Madera contraplacada para los anillos de prensado de la bobina

Cables extraflexibles para las derivaciones de las bobinas

Papel crepe para aislamiento de los cables extraflexibles

Varillas de fibra de vidrio para los canales de refrigeración del núcleo

Papel kraft para las bobinas u otros aislamientos

Varillas de cartón para los separadores

Madera contraplacada o de caoba para salida de las derivaciones

Varillas y tuercas de resina para sujeción de núcleo de ser el caso

Terminales para realizar las conexiones de las derivaciones

Vigas de lignostone para sujeción de núcleo para transformadores de 220 kV

La cantidad de cobre y fierro silicoso sale de la hoja de diseño eléctrico, pero se le debe de dar un porcentaje extra por perdidas por retacería. La cantidad de cartón duro se estima de acuerdo a la potencia y tensión del transformador (se puede guiar por el diseño eléctrico), la cantidad de madera contraplacada sale en la hoja de diseño, la cantidad de cable extraflexible y la dimensión se calcula, el papel crepe le corresponde el 10% del peso de cable extraflexible, el papel kraft también le corresponde un 5% del peso de cobre, la cantidad de varilla de fibra de vidrio va a depender del tamaño del núcleo, los terminales para el conexionado de las derivaciones es casi un estándar, las varillas y tuercas de resina son precio estándar varia solo en longitud pero en costo no varía mucho. Para transformadores de 220 kV, se adquiere vigas de lignostone, varillas de cartón para los separadores, anillos de prensado ya fabricados y otros materiales dependiendo de la tecnología.

Los aislamientos de bobina y moldeados para la parte activa van a depender del nivel de tensión y potencia; para transformadores con tensión mayor a 60 kV se utiliza aislamiento de bobinas, y para mayores a 138 kV se considera adicionalmente aislamientos moldeados para la parte activa..

El costo del cobre va a depender del precio mundial del cobre, ya que su costo es separado por la mano de obra y cantidad de papel kraft más el precio mundial del cobre, por ejemplo: "1.80 + Cobre US\$/kg", pero para efectos de costeo, se aproxima a un valor similar para todas las bobinas. El costo del fierro silicoso a ingresar es considerando que se compra fierro silicoso ya cortado solo para ensamblar el núcleo. El costo a considerar para aislamiento de bobinas y de parte activa se estima basándose en datos de otros transformadores de similar tensión y potencia. La cantidad de cable extraflexible se estima basándose primero en calcular la sección del cable a utilizar y la longitud aproximada que necesitaría para el conmutador bajo carga, el grupo de conexión y dándole la retacería correspondiente. La cantidad de varillas de fibra de vidrio para los canales de refrigeración del núcleo se estima con diseños anteriores, así como el costo con últimos costos que se tengan. Para las vigas de lignostone se estima el peso de las vigas, y para las varillas de cartón se estima el costo en base a referencias antiguas.

## 2. Costos para la estructura metalmecánica

Para los costos de estructura metalmecánica, se debe separar por casos. Si es fabricación de solo tanque o tapa o conservador o todo completo; vigas de sujeción de núcleo, cajuelas, ruedas; o se va a dar mantenimiento a la estructura metálica del transformador, modificaciones, etc. Adicionalmente en este punto se considera el costo de radiadores nuevos.

El peso del tanque se toma de la hoja de diseño previamente corregida por las recomendaciones dadas en el punto 3.3. Para calcular el peso de la tapa, cajuelas y el conservador se recomienda tomar datos de pesos de diseños pasados parecidos. Tener en cuenta que en el costo de US\$/kg del conservador se incluye la fabricación de los soportes del conservador. El peso de las vigas de sujeción de núcleo sale del diseño (CORE CLAMPS y HORIZONTAL + VERTICAL TIE RODS). El peso de los radiadores sale del cálculo de radiadores para refrigerar el transformador. El peso para el mantenimiento a la estructura metálica es el peso total de estructura metálica del transformador. Para las ruedas, se tiene costos fijos por el tamaño de rueda solicitada.

Tabla 3.32. Costos en estructura metalmecánica

<b>Estructura metalmecánica</b>	<b>Costo (US\$/kg)</b>
Fabricación tanque	3.85
Fabricación conservador	5.70
Fabricación tapa	5.70
Fabricación cajuela	6.40
Radiadores pequeños nuevos	4.35
Radiadores grandes nuevos	3.95
Estructura metálica de sujeción de núcleo	5.10
Mantenimiento a radiadores	0.40
Mantenimiento a cuba, tapa y conservador	0.90
Mantto y modificaciones a cuba, tapa y conservador	1.25

### 3. Accesorios y materiales consumibles del transformador

Los accesorios y materiales para el transformador que se deben de tomar en cuenta, según sea el caso, para realizar un presupuesto son:

Cantidad de aceite en kg, más un extra de 5% por manipuleo

Bushings de AT, MT y BT

Cilindros vacíos para el transporte del aceite



Gabinete de control incluyendo la batería de ventiladores  
Panel de regulación autosoportado  
Regulador de tensión automática para el conmutador bajo carga  
Conmutador de tomas bajo carga  
Conmutador de tomas en vacío  
Válvula para los radiadores  
Válvulas para filtrado, drenaje, conservador, desecador, relé buchholz, muestreo, etc.  
Vejiga de expansión  
Termómetro de aceite  
Termómetro de devanados  
Indicador de nivel de aceite para el transformador y conmutador  
Desecador para el transformador y conmutador  
Relé buchholz  
Dispositivo de toma de gas  
Válvula de seguridad  
Ventiladores  
Manovacúmetro  
Relé de presión súbita  
Transformadores de corriente  
Aisladores de 1kV o de 3 kV para la baja de puesta a tierra  
Barras de cobre para la bajada de puesta a tierra  
Embalaje  
Cable SYS para el cableado de accesorios  
Tubería conduit flexible  
Empaquetaduras de nebar o viton

#### 4. Equipos especiales

En este punto se considera los equipos especiales que no van normalmente con un transformador sino a solicitud del cliente. En este punto tenemos:

Equipo de monitoreo de temperaturas

Equipo de monitoreo del transformador

Sensor de gases y humedad

Equipo de monitoreo de bushings

Relé de ruptura de membrana

Intercambiadores de calor de aceite - agua

Indicadores de flujo de aceite o de agua

Detector de flujo de aire

Motobomba de aceite

Válvulas especiales

Pararrayos

Contador de descargas

Sensores de temperatura adicionales

#### **3.9.2 Cálculo de horas hombre para el servicio**

Para el cálculo de horas hombre se realiza mediante un programa, que da el total de horas hombre para realizar el servicio. Las horas calculadas son ajustables de acuerdo al tipo de servicio. Además, las horas calculadas en este programa son el total incluyendo el personal de apoyo externo que se tiene en planta para la ejecución de una determinada actividad durante el proceso de revitalización. Por ello, las horas calculadas se deben de ajustar para cada tipo de servicio.

En la figura 3.55 se tiene el programa que se utiliza para el cálculo de horas hombre. Como se aprecia se debe de llenar datos como los pesos de fierro silicoso, de cobre, dimensiones del núcleo, el BIL del lado de AT, los pesos estimados de parte activa, estructura metálica y total, la cantidad de radiadores, el tipo de conmutador, la cantidad de posiciones, la corriente máxima de lado que no lleva conmutación y potencia del transformador. Finalmente, como resultado obtenemos las horas empleadas para sala de pruebas, ingeniería y producción. Las horas de producción son las que se pueden ajustar dependiendo del tipo de servicio y utilizando personal externo de apoyo, el ajuste será a criterio.

<u>DISEÑO</u>	
Peso del fierro (kg) =	5813.7
Peso del cobre (kg) =	4922.61
Diámetro del núcleo (mm) =	360
Altura del núcleo (mm) =	1310
Entre ejes del núcleo (mm) =	870
BIL (kV) =	325
Peso total (kg) =	33000
Parte activa (kg) =	10200
Estructura metálica (kg) =	13500
Cantidad de radiadores =	6
Tipo de conmutador =	C
Conexión del conmutador =	E
Número de posiciones del conmutador =	21
Corriente de bornes sin conmutación (amp) =	700
Conexión de bobinas sin conmutación =	T
Potencia nominal (MVA) =	16
<u>MANO DE OBRA</u>	
Sala de pruebas (horas) =	75
Ingeniería (horas) =	210
Producción (horas) =	1553

Figura 3.55

## **CAPÍTULO IV**

### **DESARROLLO DE UN CASO APLICANDO LA METODOLOGÍA**

#### **4.1 RESUMEN DEL CASO**

Duke Energy Egenor S. en C. por A. tiene en el país diferentes centrales eléctricas; la central hidroeléctrica del Cañon del Pato, la central hidroeléctrica de Carhuaquero y seis centrales térmicas en el norte del país. En la central hidroeléctrica Carhuaquero se tenía al inicio de su puesta en marcha tres grupos de 25 MW cada uno, con el tiempo se ha incrementado su capacidad. Debido a que la central es antigua, Duke Energy realizo una evaluación del estado de sus transformadores más antiguos.

Duke Energy realizo la evaluación de tres transformadores, que consistió en realizar el análisis de furanos, fisicoquímico y cromatográfico al aceite, así como pruebas eléctricas como la medición de corriente de excitación, factor de potencia y el análisis de barrido de frecuencia. Para el transformador de la unidad de generación eléctrica G3 de 18/27 MVA, 220/10 kV, se encontró que el núcleo presentaba contaminación, que los aislamientos del transformador se encontraban degradados y que el transformador se encontraba en la zona de envejecimiento completo debido a que las propiedades mecánicas del papel están culminando su vida útil, y dado el caso que ocurra un evento de sobretensión o cortocircuito en el sistema, el transformador se encontraría en alto riesgo, ya que no se encuentra en

las condiciones adecuadas para resistir esta clase de eventos, es decir no se garantiza la operatividad del transformador.

Luego, se complementó la evaluación del transformador realizando la inspección de la parte activa del transformador, donde se encontró lo siguiente:

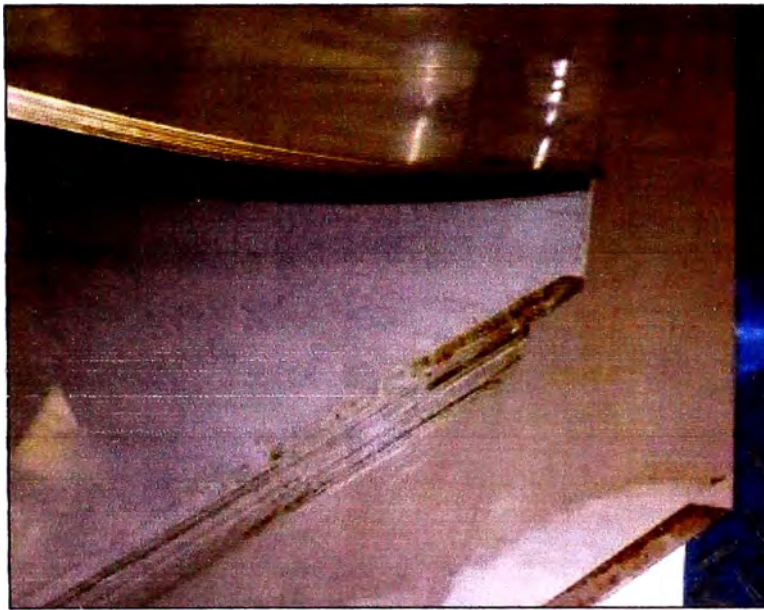


Figura 4.1. Láminas de núcleo magnético contaminadas y en diferentes tonalidades por el calentamiento



Figura 4.2. Aislamientos de cartón quemados, degradados



Figura 4.3. Salidas de baja tensión sobrecalentadas y aislamientos deteriorados



Figura 4.4. Transformador en la central Carhuaquero

Ante la grave situación de su transformador, se le planteo la solución de repotenciar su transformador, a solicitud de Duke Energy el transformador quería que sea incrementada su potencia a 35 MVA. Entonces, se le planteo la idea de repotenciarlo hasta 35 MVA, cambiando el núcleo magnético y las bobinas del transformador, así como una renovación total de sus accesorios a excepción de los



bushings de AT, realizando modificaciones menores a la estructura metalmecánica del transformador para mantener las dimensiones externas iniciales, y lo más importante garantizarle el servicio como si fuera una unidad nueva. Lo que Duke Energy acepto y se prosiguió a enviarle un presupuesto por la repotenciación.

#### **4.2 METODOLOGÍA PLANTEADA PARA EL CASO A DESARROLLAR**

La situación actual del transformador ya ha sido planteada y las exigencias de parte de Duke Energy se reflejan en un documento con las especificaciones técnicas solicitadas para la repotenciación del transformador y la placa de características del transformador original, las cuales se encuentran en los anexos del presente informe. De este documento podemos extraer los principales datos para la elaboración del presupuesto que se observa en la tabla 4.1. Asimismo, se va a suministrar accesorios nuevos, los cuales son: un relé buchholz, un indicador de nivel de aceite, una válvula de seguridad, una vejiga de expansión, un conmutador de tomas en vacío, un desecador de aire, aceite dieléctrico nuevo, un juego de transformadores de corriente según especificaciones, un juego de válvulas de filtrado, drenaje, muestreo de aceite y un juego de válvulas para los radiadores. Además, Duke Energy proporciono un bosquejo de la dimensión del tanque y las dimensiones de los radiadores, según se muestran en la figura 4.5 y figura 4.6.

Tabla 4.1. Resumen de especificaciones técnicas

DESCRIPCIÓN	VALOR SOLICITADO
Altitud de instalación	1000 msnm
Tensión nominal devanado primario (AT)	220 kV
Tensión nominal devanado secundario (BT)	10 kV
Relación de transformación en vacío	220 $\pm$ 2x2.5%/10 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Grupo de conexión	YNd11
Resistencia a sobretensión industrial 60 Hz, durante 1 minuto seco para devanado primario (AT)	450 kVrms
Resistencia a sobretensión industrial 60 Hz, durante 1 minuto seco para devanado secundario (BT)	35 kVrms
Resistencia a sobretensión de impulso para una onda de 1,2/50 para devanado primario (AT)	950 kVp
Resistencia a sobretensión de impulso para una onda de 1,2/50 para devanado secundario (BT)	75 kVp
Resistencia a sobretensión de impulso para una onda de 1,2/50 para bushing de AT	1050 kVp
Resistencia a sobretensión de impulso para una onda de 1,2/50 para bushing de neutro AT	325 kVp
Resistencia a sobretensión de impulso para una onda de 1,2/50 para bushing de BT	95 kVp
Potencia nominal (ONAN/ONAF)	28/35 MVA
Tensión de cortocircuito a potencia ONAN (28 MVA) y en tap central	9.9%
Máxima elevación de temperatura en el aceite	60 °C
Máxima elevación de temperatura en los devanados	65 °C
Pérdidas en vacío a 100% de la tensión nominal	20 kW
Pérdidas en carga a 75 °C en base a la potencia ONAN y en el tap central	120 kW

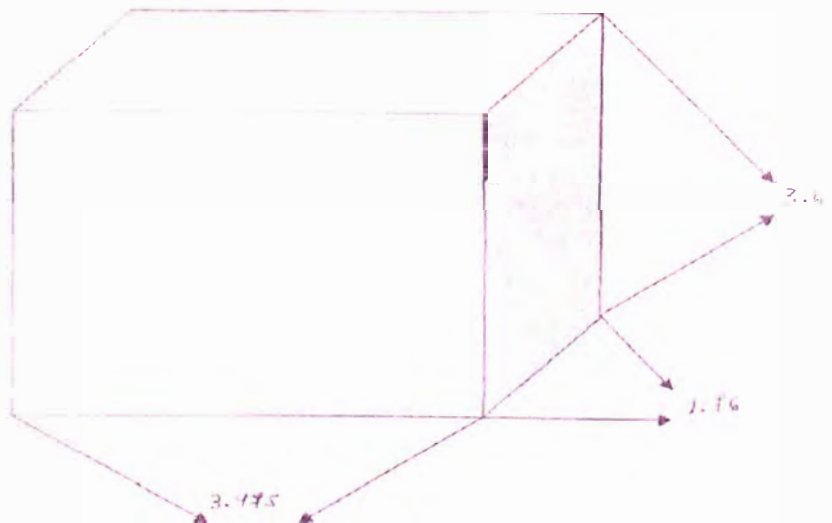


Figura 4.5. Dimensiones aproximadas del tanque del transformador



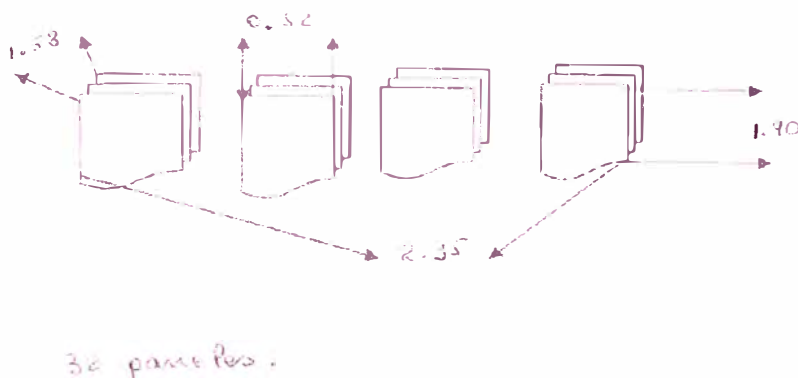


Figura 4.6. Dimensiones aproximadas de los radiadores

Primero, realizamos el análisis con la información y especificaciones técnicas que Duke Energy nos brindó.

- Siendo un transformador a repotenciar de 27 a 35 MVA en refrigeración forzada ambos, se deben de agregar radiadores para disipar las mayores pérdidas que van a haber.
- Por el nivel de tensión de 220 kV se debe considerar una bobina extra para la regulación en vacío, la cual será de conmutación lineal.
- Por ser bobinado de 220 kV, se debe tener en cuenta que para la fabricación de estas bobinas es más tediosa y lleva más horas-hombre para realizarse.
- El BIL solicitado es de 950 kV y la tensión de prueba solicitada es de 450 kV, sin embargo, según norma IEC a 950 kV de BIL le corresponde una tensión de prueba de 395 kV, y solicitan 450 kV, que por norma es 460 kV, que a su vez le corresponde BIL de 1050 kV. Ante estas incoherencias, se realizara un diseño eléctrico para el lado de 220 kV con BIL de 1050 kV y tensión de prueba de 460 kV.
- Tomando en cuenta que se debe realizar una nueva parte activa (núcleo y bobinas nuevas), el principal limitante es las dimensiones del tanque porque se reutilizara la misma cuba, mismo conservador, misma tapa.

Luego de realizar el análisis respectivo se obtiene una idea más concreta para realizar el proyecto preliminar y las consideraciones que se deben tener en cuenta para la elaboración del presupuesto, resultado de ello se obtiene el sistema técnico de construcción para la revitalización del transformador.

<b>Diseño eléctrico</b>
El lado de AT se diseñara en base al BIL de 1050 kV y tensión de prueba de 460 kV
Se debe considerar la tensión de cortocircuito, las pérdidas en vacío y las pérdidas en carga exigidas
Se debe de considerar como distancia interna mínima, para las salidas del lado de AT para el conmutador de tomas en vacío, de 390 mm. Si se puede dejar más distancia mejor, como se indica en la tabla 3.5.
Se debe de considerar como distancia interna mínima, para las salidas del lado de BT, de 155 mm, como se indica en la tabla 3.5.
Las distancias mínimas a considerar para los extremos de la parte activa deben ser de 80 mm.
Las dimensiones internas de la cuba del transformador son de: 3455 mm (largo) x 1740 mm (ancho) x 3590 mm (altura), debido a que se considera que el espesor de las paredes de la cuba sea de 10 mm.
La bobina de BT será tipo Hélice, la de AT será de disco y la bobina de regulación será de tipo capa.
La bobina de regulación será del tipo de conmutación lineal
El canal entre el núcleo t bobina de BT mínimo será de 18 mm, entre AT y BT será mínimo de 80 mm y entre AT y Regulación será de 80 mm, también
El aislamiento a utilizar en el lado de AT será de 2.0 mm para forrar el conductor.
El diámetro del núcleo debe ser menor de 590 mm.
Los espaciadores a utilizar para la bobina hélice será de 2 mm, y para la bobina disco será de 4 mm por ser de 220 kV.

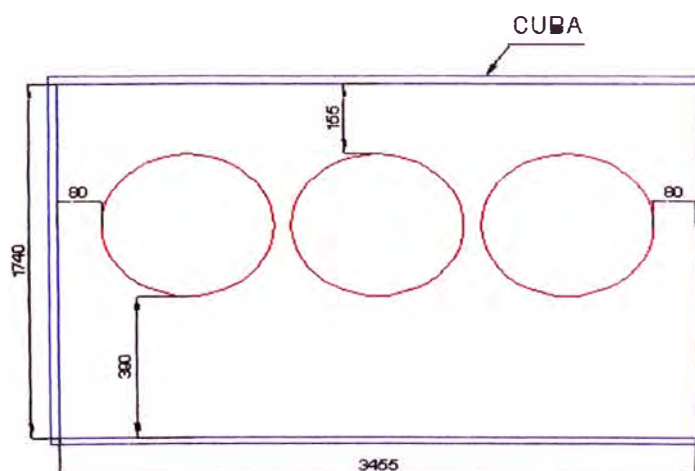


Figura 4.7. Dimensiones internas de la cuba

<b>Diseño mecánico</b>
Se considerarán radiadores extra para la disipación de las pérdidas de las mismas dimensiones de los que ya contienen, es decir, de 1900 mm de distancia entre colectores y 32 elementos.
Se considerará pequeñas modificaciones a la cuba del transformador para los nuevos accesorios y modificación al conservador para instalar la vejiga de expansión.

<b>Materiales, equipos y accesorios</b>
Se incluirá los accesorios nuevos según las especificaciones técnicas. Sin embargo, se debe considerar, nuevos bushings de BT por el incremento de potencia, nuevo gabinete de control, un dispositivo de toma de muestra de gases, cambio de todas las válvulas del transformador y nuevos ventiladores.
El conmutador en vacío a seleccionar será del tipo MRV por ser más económico.
Por ser transformador de 220 kV, se utilizará las vigas de lignostone para sujeción del núcleo magnético, y un armazón metálico para el armado final del núcleo.
Se considerará varillas de fibra de vidrio para el canal de refrigeración de aceite del núcleo si el diámetro a utilizar es mayor a 450 mm.
Se debe tener mucho cuidado en el costo de los aislamientos moldeados para la parte activa por ser las bobinas de 220 kV.
Se costeará el mantenimiento a la estructura metálica del transformador
Si el peso de la parte activa sobrepasa de 23 toneladas, se debe prever una grúa para el encubado de la parte activa.

Con este resumen presentado de lo que se va a realizar en el diseño eléctrico, mecánico y los materiales y equipos a considerar, se entiende que hay múltiples opciones, sin embargo, hay que buscar la opción más económica.

### **4.3 CALCULO ELÉCTRICO**

Se utilizará el programa descrito en el punto 3.3. Se debe de tener en cuenta que para utilizar el programa se debe hacer un artificio, ya que, el programa solo se puede diseñar hasta 170 kV, pero vamos a cambiar el grupo de conexión por un Dd0 y en vez de 220 kV, colocaremos 127017 V en el lado de AT. Con estas correcciones, realizamos el cálculo y tras varios intentos obtenemos el diseño eléctrico final cumpliendo con el análisis realizado.

Rating						V 3.5 163 / 3 17
Voltage System	1	2		Frequency Hz	60	
Power kVA	28000	28000		Duty	Continuous	
Voltage V	127017	10000		Standard	IEC60076	
Tappings %	±2x2.5			Connection Group	Dd0	
Current A	121.2-127.3-134.0	1616.6		Ambient Temp °C	+40 / -40	
Insulation Level kV	145 / 650 / 275	17.5 / 95 / 38		Sound level dBA	79.2	
Core Data						
Diameter	460 mm	Weight	15017.4 kg	Material	27R115	P0 factor / SL
Leg Spacing	1110 mm	Area	1514 cm <sup>2</sup>	p0/kg	1.427 W/kg	0.8/with SL
Leg Height	2520 mm	Induction	1.733 T	s0/kg	5.491 VA/kg	21430 W
						IO
						0.3 %
Winding Data						
Winding no. / Volt. System	1 / 2	2 / 1	3 / 1			
Winding type / Material	Helical HEL2 S / Cu	Disc CD15 S / Cu	Layer LAY22T/ST5 / Cu			
Turns	143	1726	4x45			
Axial parts		116				
Turns / axial part		14.77				
Winding part height mm						
Layers	1		1			
Turns / layer	143		4x45			
Helicals	1		2			
Spacers mm	2, 9x7	4				
Axial gaps mm	5x1	5x1				
Winding to top yoke mm	222	232 (incl. 14+4)	340			
Winding to bottom yoke mm	103	113 (incl. 14+4)	221			
Winding height mm	2195	2175	1959			
Insulation duct mm	18	85	80			
R.build-C.Ducts (L. ins.) mm	30 Oil Guides	64 Oil Guides	12			
Diameter in/out (phase) mm	496 / 556	726 / 854	1014 / 1038 (72)			
Number of duct sticks	24	24	24			
Conductor (Cond. ins.) mm	12.40x2.50 (0.5)	12.90x2.24 (2.0)	9.40x2.80 (2.65)			
Turn axial x radial build mm	Trans. 10//12.90x3.00	14.90x4.24	Narrow 12.00x5.45			
Conductor length m	10x751.1	12478	8x352.6			
Conductor weight kg	2010	3132	640.6			
Winding current A	933.3	70.0 - 73.5 - 77.4	70.0 - 73.5 - 0.000			
Cross section mm <sup>2</sup>	302.0	28.25	51.04			
Current density A/mm <sup>2</sup>	3.089	2.479 - 2.602 - 2.740	1.371 - 1.440 - 0.000			
DC losses W	42975	46665 - 51360 - 56865	3285 - 1935 - 0.000			
Eddy losses %	3.223	4.896 - 4.158 - 3.895	2.088 - 2.088 - 0.000			
Load losses W	44360	48950 - 53495 - 59080	3354 - 1975 - 0.000			
Gradient °C	10.23	14.08 - 14.65 - 15.38	3.52 - 3.95 - 0.000			
Short-circuit current ratio	8.0 - 8.4 - 8.7	8.0 - 8.4 - 8.7	8.0 - 8.4 - 8.7			
Comp./Tensile stress N/mm <sup>2</sup>	31/0 - 34/0 - 36/0	0/33 - 0/41 - 5/48	0/4 - 0/7 - 0/0			
Short-circuit withstand time s	20.3 - 18.4 - 17.3	31.4 - 24.6 - 19.4	41.9 - 24.0 -			
Performance Data						
	S kVA	Load losses W	Additional losses W	Total load losses W		
V. Syst. 1-2	28000	96664 - 99830 - 103440	13375 - 12655 - 11658	110039 - 112485 - 115098		
V. Syst. 1-3						
V. Syst. 2-3						
	S kVA	Xk %		Zk %		
V. Syst. 1-2	28000	9.96 - 9.81 - 9.70		9.97 - 9.82 - 9.71		
V. Syst. 1-3						
V. Syst. 2-3						
Busbars						
Inner		Outer		Terminal		

Figura 4.8. Diseño eléctrico

Con el diseño realizado de la figura 4.8 se verifica que la parte activa obtenida, puede ser contenida en la cuba del transformador. Del diseño extraemos los pesos del núcleo y cobre para el costo de la revitalización del transformador.

#### 4.4 CALCULO DE REFRIGERACIÓN

Como el transformador se encuentra a una altitud de 1000 msnm no es necesario corregir el calentamiento del aceite y de los devanados, se utilizara el calentamiento del aceite a 60 °C, de los devanados a 65 °C y el hot-spot a 78 °C.

Primero, calculamos las perdidas máximas en el transformador según el programa de la figura 3.17. Mostramos el cálculo realizado, dando como resultado las perdidas en carga máximas de 114.4 kW, en la figura 4.9.

Enrolamento	A	B	C	D	E
Material Condutor [ C / A ]	Cobre	Cobre	Cobre		
Diametro Interno mm	496.00	726.00	1014.00		
Radial do Enrolamento mm	30.00	64.00	12.00		
Radial do Condutor mm	2.50	2.24	9.40		
Area Condutora mm <sup>2</sup>	302.00	28.25	51.04		
Numero total de Espiras	143.00	1726.00	180.00		
Numero de Espiras Conectadas	143.00	1726.00	0.00		
Corrente no Enrolamento (+/-) A	933.30	-77.40	-77.40		
Perdas RI2 kW	14.585	19.440	0.000		
Perdas Adicionais kW	0.485	0.659	0.000		
Perdas RI2 Totais kW			102.076		
Perdas Adicionais Totais kW			3.431		
Outras Perdas kW			8.888		
Somatoria das Perdas kW			114.396		

Figura 4.9. Calculo de perdidas máximas

Luego, para realizar el cálculo de refrigeración utilizando el programa de la figura 3.16, se debe tener en cuenta que se debe de utilizar radiadores de 1900 mm de altura y de 32 elementos. La distancia entre radiadores es aproximadamente de 600 mm. El punto medio de la bobina más caliente, según el diseño que obtuvimos, es de 1760 mm de altura sobre la base del transformador. Asimismo, el punto medio del radiador se encuentra aproximadamente a 2610 mm de altura sobre la base del transformador, es decir el valor de DA es de 850 mm.

**ONAN/ONAF COOLING (MENK/RAD) :**

CORE DIAM/mm.: 460	NRAD/pcs.....: 8		
LMB HEIGHT/mm.: 2520	NEL(1or2pc val): 32	FANS/pcs.....: 4	
LMB PITCH/mm.: 1110	HRAD/mm( - : -): 1900	TYPE.....: special	
A-TASK/m2.....: 37.3	SA/mm.....: 113	Below/Side.....: Side	
H-TSK WALL/mm.: 3590	HWLED/mm.....: 2175	AIR-FLOW of	
sum of the DI	LIFTING/mm.....: 0	one fan 1000m3/h:	12
and DO of main	A-RAD/m2.....: 544.77	0<>calculates	
windings/mm.: 2632	DIST OF RAD/mm.: 600	K2: 0.916	
UM/kv.....: 138	DA wnd-rad/mm.: 850	0<>calculates	
PO/kw...: 21.43	PR/kw...: 114.4	grad/oC...: 15.38	
S/%.....: 100 125		hot-spot factor:	1.3

1	S/%	1	TYPE	1	thmo	1	thto	1	thhs	1	thmw	1
1	100.0	1	ONAN	1	46.96	1	58.40	1	78.39	1	62.34	1
1	100.0	1	ONAF	1	25.22	1	36.17	1	56.16	1	40.60	1
1	125.0	1	ONAN	1	63.64	1	76.26	1	104.83	1	85.62	1
1	125.0	1	ONAF	1	33.38	1	45.65	1	74.22	1	55.36	1

Figura 4.10. Calculo de refrigeración

Se colocan los datos del diseño, y se obtiene que se debe de utilizar **8 radiadores de 32 elementos y de 1900 mm**. Además, se deben de suministrar **4 ventiladores de 12000 m<sup>3</sup>/h** aproximadamente. Según el catálogo de ventiladores de la marca Krenz Vent, se debe utilizar ventiladores de 1/3 HP, ya que el caudal de 210 CMM (metros cúbicos por minuto) equivale a 12600 m<sup>3</sup>/h. De acuerdo a las especificaciones, la tensión de fuerza solicitada es 380 Vac 3Ø, por ello elegimos **4 ventiladores modelo F26D A9714**, según se muestra en la figura 4.11.

**FAN MODEL F26D**-(Add Part No.)

HP	KW	RPM	CMM(1)	dB(A)(2)				
1/8	0.09	850	149	50.9				
1/3	0.25	1140	210	61.6				
1/3	0.25	1140	1/115	A9711	2.83	312	9.50	3.60
			1/208-230	A9712	1.41	320	4.90	1.80
			3/208-230	A9713	1.21	308	4.10	1.40
			3/460	A9714	.59	312	2.10	.70

Figura 4.11. Selección del ventilador







## 4.6 SELECCIÓN DE ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR

### 4.6.1 Selección del bushing de BT

Primero calculamos la corriente máxima de línea que pasara por los bushings de BT, que será cuando sea en refrigeración ONAF. Calculando obtenemos que pasará 2020.8 A, que nos obliga a seleccionar un bushing de 3150 A. A este bushing solo debemos corregirlo por el nivel de polución ya que el transformador se encuentra a 1000 msnm, no siendo necesario el factor de corrección por altura.

La línea de fuga solicitada es que sea mayor a 25 mm/kV; sin embargo, la clase de tensión a considerar no es de 12 kV, que le corresponde por ser de 10 kV. Debido a que el BIL solicitado del lado de BT es de 95 kV, le corresponde la clase de tensión de 17.5 kV. Entonces, la línea de fuga mínima es de 437.5 mm.

Utilizando el catálogo de bushings para transformadores de potencia de la marca Cedaspe, seleccionamos el **bushing 20F/3150**, según la figura 4.13.

Isolatore <i>Bushing</i>	Tensione <i>Voltage</i> KV	Corrente <i>Current</i> A	Linea di fuga <i>Creepage</i> <i>distance</i>
10F/3150	12	3150	290
20F/3150	24	3150	440
30F/3150	36	3150	680

Figura 4.13. Selección del bushing de BT

### 4.6.2 Selección del relé buchholz

De acuerdo a la tabla 3.24 y la cantidad de aceite calculada, y de acuerdo a la tabla 3.25 y la potencia del transformador le corresponde un relé buchholz de diámetro nominal 80 mm.

Según la marca Cedaspe se tiene lo siguiente para la selección.

E	B	0	8	0	G	2	7	N	
T Y P E		S I Z E			W I R I N G D I A G R A M	O I L F L O W R A T E	O P E R A T I N G C O N D I T I O N S	C T R L C H A R	LEGENDA
								N	STANDARD
								X	SPECIAL
							5		VERY LOW TEMPERATURE (-60°C)
							7		TROPICAL CONDITIONS AND NORMAL CORROSIVE AMBIENT
							6		VERY CORROSIVE AMBIENT (AISI316)
							0		NORMAL AMBIENT AND LOW TEMPERATURE (-40°C)
						2			100 cm/sec
						3			150 cm/sec (only on size 2"&3")
						4			200 cm/sec (only on size 2"&3")
					A				2 N/O CONTACTS
					L				2 SPDT CONTACTS
					G				3 N/O CONTACTS
					2				SPECIAL W.D. S2
					3				SPECIAL W.D. S3
					4				SPECIAL W.D. S4
					R				2 SPDT contacts with manual resetting
		024							
		025							
		050	SEE DRAWINGS						
		079							
		080							
EB		RELAY DIN STYLE							
ET		RELAY WITH FLANGE PN6							
EU		RELAY ITALIAN STYLE							

Figura 4.14. Selección del relé buchholz

Utilizando los datos de la figura 4.14, elegimos el flujo de aceite estándar y dos contactos N/O, para tener finalmente el relé buchholz **EB080A20N**.

#### 4.6.3 Selección del indicador de nivel de aceite

Según la tabla 3.26 se selecciona el indicador de nivel de aceite de diámetro 220 mm. Según la marca Comem, se tienen los siguientes datos para la selección final del equipo, según la figura 4.15.

1 (Buchstabe)	L	Indicador de nivel
2 (Buchstabe)	A	Movimiento radial del flotador (Fig. 1)
	B	Movimiento axial del flotador (Fig. 2)
3 & 4 (Zahl)	14	Tamaño del indicador de nivel = Ø 140 mm.
	22	Tamaño del indicador de nivel = Ø 220 mm.
	34	Tamaño del indicador de nivel = Ø 340 mm.
5 (Buchstabe)	K	Diagrama de conexión con 1 contacto en el mínimo
	Y	Diagrama de conexión con 2 contactos en el mínimo
	X	Diagrama de conexión con 1 contacto en el mínimo + 1 contacto en el máximo
	W	Diagrama de conexión con 2 contactos en el mínimo + 2 contactos en el máximo
6 (Buchstabe)	O	Barnizado normal
	S	Barnizado para sitios corrosivos
7 (Buchstabe)	N	Indicador de nivel estándar COMEM
	S	Indicador de nivel específico para cliente

Figura 4.15. Selección del indicador de nivel de aceite

Por ser un indicador para el conservador que contiene el aceite de todo el transformador, se debe elegir el tipo axial. De acuerdo a la figura 4.13, seleccionamos el **indicador de nivel LB22XON**.

#### 4.6.4 Selección del desecador

Según la tabla 3.27, por la cantidad de aceite del transformador corresponde un tipo VE80 o un desecador con 8 kg de silicagel. Para este caso particular utilizaremos un desecador de la marca Comem, que se selecciona según se muestra en la figura 4.16.

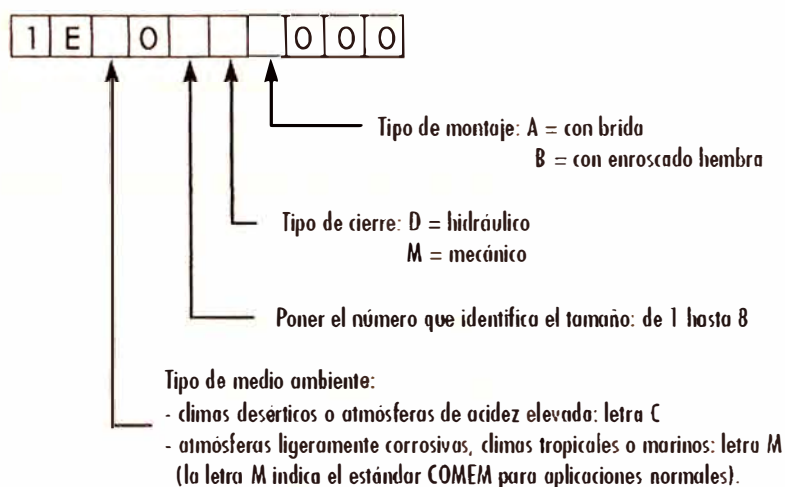


Figura 4.16. Selección del desecador

Debemos de identificar el tamaño del desecador que solicitamos, para ello utilizamos la tabla de la figura 4.17.

Type	Weight	
	Type MA kg	Type MB kg
2	2.7	2.5
3	5.2	5
4	8	7.8
5	16.5	16.2
6	22.5	22.2

Figura 4.17. Selección del tamaño del desecador

Con esta aclaración seleccionamos el tamaño 5, ya que necesitamos que el peso de la silicagel sea mayor de 8 kg, como una manera de cubrirnos. Finalmente, se elegirá el **desecador 1EM05DB**.

#### 4.6.5 Selección de la válvula de seguridad

Según la tabla 3.28 se debe seleccionar de tamaño 125. Según el catalogo Comem, seleccionamos la **válvula de seguridad 125T**. Considerando que esta válvula debe llevar un contacto eléctrico para disparo y automáticamente le hace

llevar protección. Asimismo, debe estar seteado a 50 kPa, con barnizado estándar y la empaquetadura debe ser de nebar o neopreno que es el estándar.

#### **4.6.6 Selección del indicador de temperatura de aceite y devanados**

Según se explicó en los puntos 3.5.6 y 3.5.7, el indicador de temperatura que cumple con los mínimos requisitos impuestos por la norma son los de la marca **AKM modelo 345 Gen2**, que son lo más actuales.

Para el indicador de temperatura de aceite **OTI**, se busca el precio de un indicador de temperatura con las siguientes características:

- Rango de medida: 0 – 150 °C
- Cantidad de contactos: 3
- Grado de precisión:  $\pm 3$  °C
- Tensión de control: 125 Vdc
- Conexión del sensor: Estándar
- Tipo de sensor: G3/4
- Indicación remota: No
- Grado de protección: IP55
- Tipo de montaje: Estándar
- Longitud del capilar: 8 m

Para los indicadores de temperatura de bobinado **WTI**, se busca el precio de un indicador de temperatura con las siguientes características:

- Rango de medida: 0 – 150 °C
- Matching resistance: TD50, con transformador de corriente de salida 5A.
- Cantidad de contactos: 3
- Grado de precisión:  $\pm 3$  °C

- Tensión de control: 125 Vdc
- Conexión del sensor: Estándar
- Tipo de sensor: G3/4
- Indicación remota: No
- Grado de protección: IP55
- Tipo de montaje: Estándar
- Longitud del capilar: 8 m

#### 4.6.7 Selección de las válvulas a utilizar

Según lo que se explicó en el punto 3.5.10 se va a elegir las siguientes válvulas, como se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Válvulas para el transformador

Descripción	Cantidad	Tamaño
Válvula esférica de drenaje	1	2"
Válvula esférica de filtrado	1	2"
Válvula compuerta para el llenado del conservador	1	1"
Válvula compuerta de vaciado del conservador	1	1"
Válvula globo para toma de muestra de aceite	1	1/2"
Válvula globo para conexión del desecador	1	1/2"
Válvula globo igualadora de presiones del conservador	1	1"
Válvula mariposa para conexión del relé buchholz	2	3"
Válvula mariposa para radiadores	14	3"

#### 4.6.8 Selección de la vejiga de expansión

Para la selección de la vejiga de expansión se deben de dar los valores de A, B y C. Consideraremos diámetro del conservador (D) de 1120 mm y longitud del conservador (L) de 2450 mm.

Utilizamos las ecuaciones (e6), (e7) y (e8), obtenemos: **B=1798 mm, A=3128 mm y C=1530 mm.**

#### 4.7 SELECCIÓN DEL CONMUTADOR EN VACÍO

Para la selección del conmutador, se debe tener en cuenta primero el tipo de conmutación del transformador. Para ello debemos tener claro el esquema de conexión en el lado de AT, se aprecia en la figura 4.18.

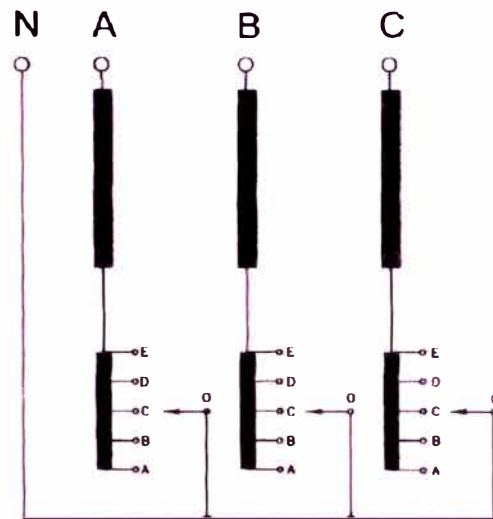


Figura 4.18. Esquema de conexión del lado de AT

Se aprecia que el tipo de conmutación es lineal y la bobina de regulación esta conectada al neutro del transformador, por lo tanto el BIL mínimo que debe soportar el conmutador es de 325 kV. Asimismo, la corriente máxima que pasa por el bushing es de 96.7 A, entonces, el conmutador a seleccionar será de 200 A, para darle mayor seguridad. Según el catálogo de la marca CAPT, se debe seleccionar el conmutador vertical monofásico tipo MRV, que es para conexión estrella, como el caso que tenemos.



N° POS.		2	3	4	5	6
KV	100	MTV/MRV 2100	3100	4100	5100	6100
	123	MTV/MRV 2123	3123	4123	5123	6123
	145	MTV/MRV 2145	3145	4145	5145	6145
	170	MTV/MRV 2170	3170	4170	5170	6170

Figura 4.19. Cuadro de tipo de conmutador

Según la figura 4.17, se aprecia el nivel de aislamiento en la segunda columna de la izquierda (100 – 123 – 145 – 170 kV) y en la parte superior el número de posiciones. Como ya se definió antes, el aislamiento debe ser de 325 kV BIL, que equivale a 72,5 kV como clase, ya que el mínimo nivel de aislamiento es de 100 kV se elegirá ese, además como el conmutador tiene 5 posiciones, se elegirá el **conmutador MRV 5100**.

El **contacto** para el conmutador tipo MRV será de 200 A, que le corresponde el **tipo CAP 200**, según la figura 4.20.

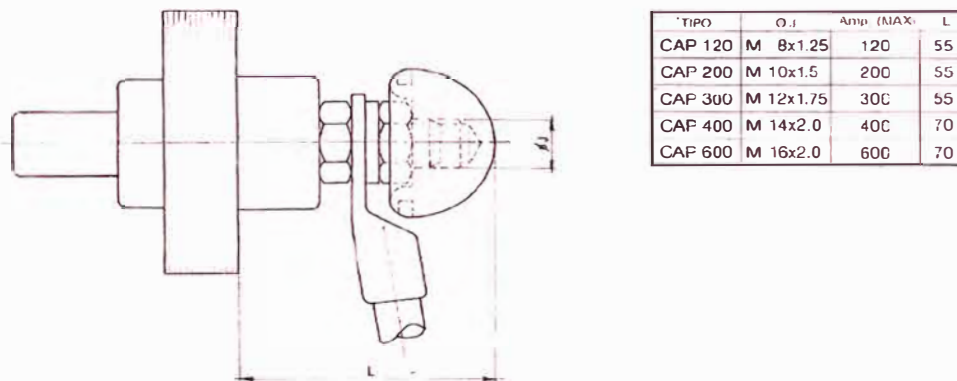
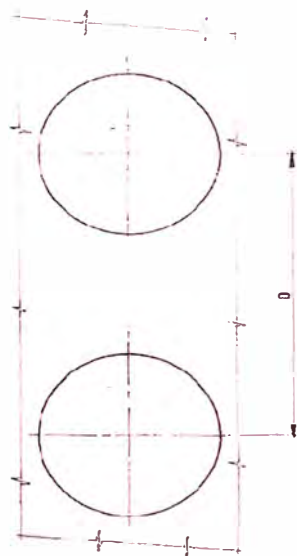


Figura 4.20. Tipo de contacto para el conmutador

La distancia D entre contactos que le corresponde es de 60 mm, ya que es la única opción para el conmutador tipo MRV, según la figura 4.21.



PROVA DI ISOLAMENTO ESSAI D'ISOLATION ISOLATIONSFRUEFUNG INSULATION TESTS		A) Istituto GALILEO FERRARIS B) In laboratorio		
D mm	PROVA A 50 HZ x 1 MINUTO ESSAI A 50 HZ PENDANT 1 MINUTE PRUEFUNG 50 HZ FUER 1 MINUTEN APPLIED PCTENTIAL TEST AT 50 HERTZ FOR 1 MINUTE	SCARICA DECHARGE ENTLADUNG FLASH OVER	PROVA AD IMPULSO ESSAI AU CHOC SPRUNGSWELL ENPROEF IMPULSE TEST	
	NON SCARICA NON DECHARGE UNENTLADUNG NO FLASH OVER		NON SCARICA NON DECHARGE UNENTLADUNG NO FLASH OVER	SCARICA DECHARGE ENTLADUNG FLASH OVER
	KV	KV	KV	KV
60	70 (B)	82 (B)	240 (A)	250 (A)

Figura 4.21. Distancia "D" entre contactos del conmutador

De todas maneras comprobaremos si el conmutador resiste la tensión disruptiva para la prueba de impulso y para la prueba de tensión aplicada, que calcularemos según la ecuación "e9" y "e10".

$$URF_{LI} = 950 \times \frac{180}{1726} \times 2.2 = 217.96 \text{ kV}$$

$$URF_{pf} = 2 \times 220 \times 1.05 \times \frac{180}{1726} = 48.18 \text{ kV}$$

Reemplazando valores obtenemos que la tensión disruptiva en la prueba de impulso en la bobina de regulación es de 217.96 kV, que es inferior al que resiste el conmutador que es de 240 kV. Asimismo, la tensión disruptiva en la prueba de tensión aplicada o inducida (se coloca 1.05 por colocar el tap de máxima tensión) es de 48.18 kV, que es inferior a 70 kV. De estos dos resultados confirmamos que la distancia D de 60 mm es la adecuada para este transformador. Caso contrario, se debería utilizar el conmutador tipo KR.

Luego, de seleccionar eléctricamente el conmutador, debemos elegir el tipo de montaje para el conmutador de tomas en vacío. El tipo de montaje más común es el que se muestra en la figura 3.40.

Según se muestra en la figura 3.40, para el montaje necesitamos tres elementos que forman parte del conmutador en vacío. El primero es la conexión de los conmutadores monofásicos al eje del mando del conmutador, que es el elemento **1.12.507** (figura 4.22). Luego, el elemento que pasa a través de la pared del tanque y une con el mando del conmutador que es el elemento **1.12.506** (figura 4.23), y finalmente, el mando del conmutador que elegiremos esta vez el **1.12.104** (figura 4.24).

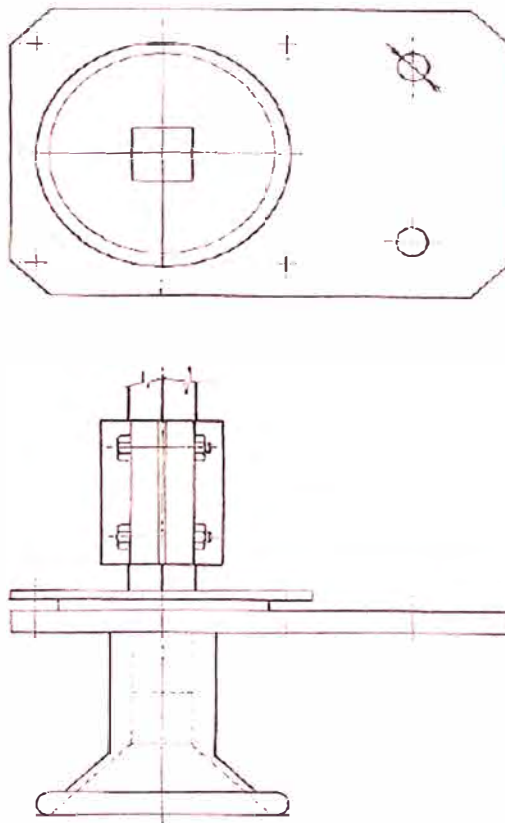


Figura 4.22. Elemento 1.12.507

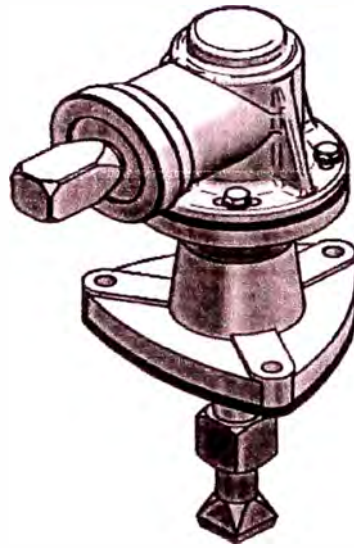


Figura 4.23. Elemento 1.12.506

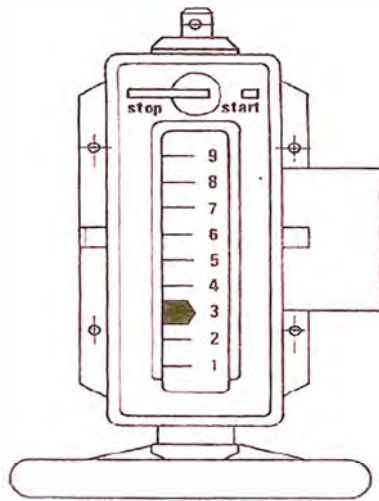


Figura 4.24. Elemento 1.12.104

#### 4.8 COSTEO DEL REVITALIZADO DEL TRANSFORMADOR

Primero, se debe realizar el costeo de los materiales y equipos a utilizar en el revitalizado según el formato de la figura 4.25. Al peso de cobre y núcleo calculado se agrega un porcentaje por retacería. Los pesos de cartón duro, papel kraft, son estimados.

<b>COSTEO DE MATERIALES Y EQUIPOS PARA LA REVITALIZACION DEL TRANSFORMADOR</b>					
<b>Descripción</b>	<b>Un</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unitario</b>	<b>Importación</b>	<b>Subtotal</b>
<b>Parte Activa</b>					
Cartón duro	kg	600.00	\$9.44	1.00	\$5,662.07
Madera para derivaciones	kg	150.00	\$9.10	1.00	\$1,365.12
Papel Kraft	kg	289.13	\$3.86	1.00	\$1,116.04
Alambre cobre rectangular - BT	kg	2,170.80	\$9.75	1.20	\$25,398.36
Alambre cobre rectangular - AT	kg	3,225.96	\$9.77	1.20	\$37,821.16
Alambre cobre rectangular - Reg	kg	736.69	\$9.67	1.20	\$8,548.55
Aislamiento moldeados de bobinas	kit	1.00	\$3,500.00	1.35	\$4,725.00
Aislamientos moldeados de parte activa	kit	1.00	\$24,500.00	1.35	\$33,075.00
Vigas de Lignostone	dm3	550.00	\$13.10	1.35	\$9,726.75
Anillos de prensado de la bobina	dm3	180.00	\$13.10	1.35	\$3,183.30
Varillas de cartón para separadores	unid	1,575.00	\$2.30	1.35	\$4,890.38
Varillas de fibra de vidrio	unid	350.00	\$3.20	1.35	\$1,512.00
Varillas y tuercas de resina	unid	6.00	\$235.80	1.35	\$1,909.98
Papel crepe para el forrado de cables extraflexibles	kg	17.09	\$14.15	1.35	\$326.42
Cable extraflexibles	mt	80.00	\$27.80	1.00	\$2,224.00
Terminales para la conexión de cables extraflexibles	glb	1.00	\$425.00	1.35	\$573.75
Lamina hierro silicio 27R115 Cortado 0,27mm	kg	15,467.92	\$4.85	1.00	\$75,019.42
				<b>Subtotal:</b>	<b>\$217,077.29</b>
<b>Estructura Metalmeccanica</b>					
Estructura de sujeción de núcleo	kg	1,300.00	\$5.10	1.00	\$6,630.00
Radiadores nuevos (4 unid de 575 kg)	kg	2,300.00	\$3.95	1.00	\$9,085.00
Mantenimiento y modificaciones de cuba, tapa, conservad	kg	13,900.00	\$1.25	1.00	\$17,375.00
Mantenimiento a los radiadores	kg	2,300.00	\$0.40	1.00	\$920.00
				<b>Subtotal:</b>	<b>\$34,010.00</b>
<b>Accesorios Basicos</b>					
Aislador tipo solido Cedaspe 20F/3150A - BT	unid	4.00	\$420.00	1.35	\$2,268.00
Aceite Nynas Izar I	KG	21,000.00	\$1.70	1.00	\$35,700.00
Cilindros vacios	unid	102.00	\$45.00	1.00	\$4,590.00
Gabinete de control	unid	1.00	\$4,500.00	1.00	\$4,500.00
Conmutador trifásico Capt MRV5100 CAP200	unid	1.00	\$5,502.00	1.35	\$7,427.70
Válvula esférica de 2"	unid	2.00	\$210.00	1.35	\$567.00
Válvula compuerta de 1"	unid	2.00	\$87.00	1.35	\$234.90
Válvula globo de 1/2"	unid	2.00	\$32.00	1.35	\$86.40
Válvula globo de 1"	unid	1.00	\$75.00	1.35	\$101.25
Válvula mariposa de 3" para radiadores	unid	16.00	\$76.00	1.35	\$1,641.60
Válvula mariposa para relé buchholz de 3"	unid	2.00	\$450.00	1.35	\$1,215.00
Indicador de temperatura de aceite AKM 345 Gen2 - OTI	unid	1.00	\$546.17	1.35	\$737.33
Indicador de temperatura de bobinado AKM 345 Gen2 - WT	unid	2.00	\$1,020.60	1.35	\$2,755.62
Vejiga de expansion B=1798 mm, A=3128 mm, C=1530 mm	unid	1.00	\$2,300.00	1.35	\$3,105.00
Indicador de nivel Comem LB22XON	unid	1.00	\$425.75	1.35	\$574.76
Relé buchholz Cedaspe EB080A20N	unid	1.00	\$373.50	1.35	\$504.23
Desecador Comem 1EM05DB	unid	1.00	\$247.50	1.35	\$334.13
Valvula de seguridad Comem 125T	unid	1.00	\$255.32	1.35	\$344.68
Ventiladores Krenz Vent F26D A9714	unid	4.00	\$590.00	1.35	\$3,186.00
Transformadores de corriente para todo el transformador	glb	1.00	\$4,750.00	1.35	\$6,412.50
Aisladores 1kV/250A	unid	12.00	\$6.50	1.35	\$105.30
Empaquetaduras	pl	10.00	\$210.00	1.00	\$2,100.00
Cable SYS de 12 AWG	mt	1,000.00	\$0.70	1.35	\$945.00
Tubería conduit flexible de 1"	mt	200.00	\$2.80	1.00	\$560.00
Embalaje tipo cofre	glb	1.00	\$5,038.76	1.00	\$5,038.76
				<b>Subtotal:</b>	<b>\$76,286.09</b>
				<b>TOTAL:</b>	<b>\$327,373.38</b>

Figura 4.25. Costeo de materiales y equipos para la revitalización

Prosiguiendo con el costeo del transformador, debemos calcular las horas hombre para el revitalizado del transformador. Se realiza el cálculo de horas según el programa de la figura 3.55, y se obtiene lo que se muestra en la figura 4.26.

<u>DISEÑO</u>	
Peso del fierro (kg) =	15017.4
Peso del cobre (kg) =	5782.6
Diámetro del núcleo (mm) =	460
Altura del núcleo (mm) =	2520
Entre eies del núcleo (mm) =	1110
BIL (kV) =	950
Peso total (kg) =	58000
Parte activa (kg) =	24000
Estructura metálica (kg) =	14000
Cantidad de radiadores =	8
Tipo de conmutador =	V
Conexión del conmutador =	E
Número de posiciones del conmutador =	5
Corriente de bornes sin conmutación (amp) =	2020
Conexión de bobinas sin conmutación =	T
Potencia nominal (MVA) =	35
<u>MANO DE OBRA</u>	
Sala de pruebas (horas) =	84
Ingeniería (horas) =	250
Producción (horas) =	2621

Figura 4.26. Calculo de horas-hombre para el revitalizado

Por ultimo determinamos, el costo del revitalizado incluyendo la horas necesarias para el revitalizado, máquinas y herramientas necesarias para el servicio; y los factores que son típicos en cualquier empresa del rubro. Generalmente, se considera que la tercera parte de las horas hombre de producción calculada corresponde a terceros. Asimismo, se considera un porcentaje de 3% por recarga de materiales.

<b>CALCULO DEL COSTO DEL REVITALIZADO DE UN TRANSFORMADOR</b>			
<b>MANO DE OBRA</b>			
	Cantidad	Costo HH (US\$)	Total (US\$)
Horas hombre Ingenieria	250	\$100.00	\$25,000.00
Horas hombre Sala de Pruebas	84	\$70.00	\$5,880.00
Horas hombre Producción	1746	\$40.00	\$69,840.00
Horas hombre Producción terceros	875	\$8.00	\$7,000.00
Subtotal Mano de Obra:			<b>\$107,720.00</b>
<b>MATERIALES Y EQUIPOS</b>			
	Cantidad	Costo unit. (US\$)	Total (US\$)
Costo de materiales y equipos	1	\$327,373.38	\$327,373.38
Recargo de materiales		3%	\$9,821.20
Subtotal Materiales y equipos:			<b>\$337,194.58</b>
<b>MAQUINAS Y HERRAMIENTAS</b>			
	Cantidad	Costo unit. (US\$)	Total (US\$)
Alquiler de grúas	2	\$1,800.00	\$3,600.00
Alquiler de planta de tratamiento de aceite	2	\$800.00	\$1,600.00
Alquiler de tanque sistema	2	\$100.00	\$200.00
Depreciación de máquinas y herramientas	1	\$800.00	\$800.00
Subtotal Máquinas y herramientas:			<b>\$6,200.00</b>
Costos fijos de fabricación:			<b>\$451,114.58</b>
Gastos Administrativos:		7%	\$31,578.02
Gastos de Ventas:		5%	\$22,555.73
Riesgos y Contingencias:		2%	\$9,022.29
Recargo de Garantías:		1%	\$4,511.15
<b>Costos fijos :</b>			<b>\$518,781.77</b>
Margen Neto:		12%	<b>\$62,253.81</b>
<b>VALOR VENTA TOTAL:</b>			<b>\$581,036.00</b>

Figura 4.27. Cálculo de costo del revitalizado del transformador

Con el costeo realizado, obtenemos que el costo del revitalizado del transformador es de US\$ 581,036.00 sin incluir el IGV (Impuesto general a las ventas).



Por otro lado, un transformador nuevo de las mismas características eléctricas como la potencia 28/35 MVA, tensión 220/10 kV, con conmutador de tomas en vacío, las mismas impedancias, con pérdidas similares esta alrededor de US\$ 740,000.00, sin incluir el IGV. Es decir, el revitalizado de un transformador representa en costo el 78.5% del costo de un transformador nuevo.

Luego de la revitalización del transformador de potencia, incrementando su potencia, se obtiene el resultado que se muestra en la figura 4.28.



Figura 4.28. Transformador revitalizado

## **CONCLUSIONES**

1. El costo que implica la revitalización de un transformador de potencia es menor al 80% en comparación con la adquisición de un transformador nuevo, de las mismas características.

2. Revitalizar un transformador de potencia implica recuperar su vida útil, reutilizando materiales; el hecho de no darle de baja al transformador, evita la contaminación ambiental. Por lo tanto, se tiene un menor impacto ecológico.

3. Debido a que la parte activa es el corazón del transformador de potencia y, en la revitalización de dicho transformador se fabrican bobinas nuevas, se colocan conexiones y aislamientos nuevos, se reinicia la vida útil del transformador y así, se consigue la garantía de un transformador nuevo.

4. La metodología propuesta es aplicable para el costeo de un transformador de potencia nuevo, pero se considera, solamente, la fabricación total de una estructura metálica nueva. Caso contrario sucede en la revitalización, en la cual se considera modificaciones, mantenimiento o, solamente, la fabricación de algún elemento que forma parte de la estructura metálica.

5. La metodología planteada, también, puede ser utilizada para el caso de revitalización y fabricación de transformadores de distribución con tensiones menores a 36 kV y potencias menores de 5 MVA. Para ello, se considera el mismo criterio de cálculo eléctrico, de selección de accesorios y de selección de

conmutador en vacío. El cálculo de refrigeración puede variar dependiendo de la presencia de radiadores o un tanque ondulado o aleteado.

6. La revitalización de un transformador de potencia tiene un menor plazo de entrega que la adquisición de un transformador nuevo porque tiene que empezar de cero la fabricación; además, las plantas de fabricación de transformadores tienen varios de éstos espera. Para el caso descrito en el informe, el revitalizado toma de 5 a 6 meses; en cambio, la fabricación de uno nuevo demora entre 8 y 10 meses.

## **RECOMENDACIONES**

1. Se recomienda a las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras, mineras o de industria en general, que revitalicen sus transformadores que se encuentren averiados o que ya no estén utilizando.

2. A aquellos transformadores en funcionamiento por más de 30 años se recomienda su revitalización, pues en el transcurso del tiempo, el aislamiento se deteriora y su vida útil, disminuye. Este revitalizado sirve para regresar las características originales y dar una nueva vida útil al transformador.

3. A las empresas del rubro eléctrico, minero e industrial que requieran reemplazar sus transformadores antiguos o averiados, se recomienda su revitalización en vez de solicitar unidades nuevas; esto para disminuir el impacto ecológico,

## BIBLIOGRAFÍA

1. KULKARNI S.V. y KHAPARDE S.A. *Transformer Engineering: Design and Practice*, Editorial Marcel Dekker Inc., New York, 2005
2. ABB Ltd. *Transformer Handbook*, Zurich, 2007
3. E. E. STAFF – M. I. T. *Circuitos Magnéticos y Transformadores*, Editorial Reverté, Argentina, 1980
4. WINDERS, John J. *Power Transformers: Principles and Applications*, Editorial Marcel Dekker Inc., New York, 2002
5. MCLYMAN, Colonel Wm. T. *Transformer and Inductor Design Handbook*, Editorial Marcel Dekker Inc., New York, 2004
6. HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*, Editorial CRC Press LLC, Florida, 2004
7. REYES SOTO, Raúl. “*Metodología de diseño para transformadores de potencia hasta 30 MVA con niveles de tensión menores a 72.5 kV*”, Informe de Suficiencia para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista, UNI, 2007.

8. IEC 60076-1, *Power Transformers – Part 1: General*, 2000
9. IEC 60076-2, *Power Transformers – Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers*, 2011
10. IEC 60076-3, *Power Transformers – Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air*, 2000
11. IEC 60076-5, *Power Transformers – Part 5: Ability to withstand short circuit*, 2006
12. IEC 60076-14, *Power Transformers – Part 14: Design and application of liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials*, 2009
13. IEC 60085, *Electrical insulation – Thermal evaluation and designation*, 2007
14. IEEE Std. C57.12.00-2010, *IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*, 2010
15. IEEE Std. C57.12.10-2010, *IEEE Standard Requirements for Liquid-Immersed Power Transformers*, 2010
16. IEEE Std. C57.12.90-2010, *IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers*, 2010

17. ABB Ltd. *Technical Standard 1LBA 4630-502 Clearances of the winding and the end insulations (minimum values)*, 2001
18. ABB Ltd. *Technical Standard 1LBA 4630-501 Copper and aluminium conductors and foils used un distribution transformers*, 1995
19. ABB Ltd. *Technical Standard 1LBA 4631-501 Insulation of copper and aluminium rectangular conductors*, 1999
20. ABB Ltd. *Technical Standard 1LBA 4630-503 Minimum distance in oil*, 2006
21. ABB Ltd. *Technical Standard 1LBA 4620-559 Maximum permitted compression and tension forces in conductors*, 1997
22. PPE FIOS ESMALTADOS S.A. *Continuously Transposed Conductor*, 2012
23. MENK USA LLC., *Catalogo ABB - Menk Radiator 1ZBA468006*, 2000
24. KRENZ & COMPANY Inc., *Transformer Cooling Fans Krenz Vent*, 2005
25. COMEM S.p.A., *Catalogo Aisladores en Porcelana para Transformadores aislados en Aceite*, 2003
26. CEDASPE S.p.A., *Catalogue Bushings for Distribution and Power Transformers*, 2012



27. ABB Ltd. *Catalogo Aisladores para transformadores tipo GOB*, 2004
28. COMEM S.p.A., *Catalogo Relé de Acumulación de Gas del Tipo Buchholz y Dispositivo de Toma de Gas*, 2007
29. CEDASPE S.p.A., *Catalogue Gas Actuated Relays for Oil Filled Transformers Series "EB"*, 2012
30. COMEM S.p.A., *Catalogo Indicadores de Nivel Provistos de Acoplamiento Magnético L14-L22-L34*, 2007
31. CEDASPE S.p.A., *Catalogue Magnetic Oil level Indicator for Power Transformer IMLO Series*, 2012
32. COMEM S.p.A., *Catalogo Deshumificadores de aire*, 2007
33. CEDASPE S.p.A., *Catalogue Air Dehydrating Breathers Type VE for Power Transformers*, 2012
34. COMEM S.p.A., *Catalogo Válvula de Seguridad "T" y "Q"*, 2007
35. QUALITROL LLC., *Manual de Instrucciones AKM 345 Gen2: Indicador de temperatura de aceite AKM OTI Tipo 34 e Indicador de temperatura del bobinado AKM WTI Tipo 35*, 2010

36. QUALITROL LLC., *Catalogue Qualitrol 050/070/351 Indicadores y Purgadores de presión y de vacío* , 2010
37. QUALITROL LLC., *Catalogue Qualitrol 900/910 RPRR Relé de Presión Súbita* , 2010
38. UNITED BRASS WORKS, Inc., *Catálogo Válvulas para Aparatos Eléctricos* , 2005
39. NIAGARA S.A., *Catálogo Válvulas tipo Globo y tipo Compuerta o Gaveta o Corredera*, 2005
40. PRONAL USA Inc., *Catalogue Flexible Separators S.T.P. Type for Power Transformer*, 2005
41. C.A.P.T. srl, *Catalogue Rectilinear Off-Circuit Tap Changers for Oil Immersed Transformers*, 2003
42. ABB Ltd., *Guía Técnica de Cambiadores de tomas en carga tipo UBB*, 2005
43. ABB Ltd., *Guía Técnica de Cambiadores de tomas en carga tipos UC y VUC*, 2011
44. MR REINHAUSEN, *Catalogue On Load Tap Changers: Technical Data – General Section TD 61*, 2001

**ANEXOS**

**ANEXO A.1: Especificaciones técnicas del transformador a revitalizar**

## ANEXO N° 1

### TRANSFORMADOR DE POTENCIA REPOTENCIADO TENDRÁ LAS SIGUIENTES CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	VALOR REQUERIDO	VALOR SOLICITADO
1.	MARCA		*	
2.	TIPO		*	
3.	ALTITUD DE INSTALACIÓN	M	1000	
4.	TENSIÓN NOMINAL			
	Devanado primario (AT)	kV	220	
	Devanado secundario (BT)	kV	10	
5.	FRECUENCIA NOMINAL	Hz	60	
6.	TENSIÓN DE SERVICIO MÁXIMA			
	Devanado primario (AT)	kV	242	
	Devanado secundario (BT)	kV	12	
7.	RESISTENCIA A SOBRETENSIÓN INDUSTRIAL 60 Hz, durante 1 minuto seco			
	Devanado primario (AT)	kVrms	450	
	Devanado secundario (BT)	kVrms	35	
8.	RESISTENCIA A SOBRETENSIÓN DE IMPULSO  Para una onda de 1,2/50 m. seg.			
	Devanado primario (AT)	kVp.v.	950	
	Devanado secundario (BT)	kVp.v.	75	
	Bushings de AT	kVp.v.	1050	
	Bushings de Neutro	kVp.v.	325	
	Bushings de AB	kVp.v.	95	
9.	LÍNEA DE FUGA			
	Bushing primario (AT)	mm/kV	≥ 25	
	Bushing secundario (BT)	mm/kV	≥ 25	
10.	CONEXIÓN:			
	- Primaria		Estrella neutro aterrado	
	- Secundaria		Delta	
11.	POTENCIA NOMINAL			
	Con enfriamiento natural (ONAN)	MVA	29	
	Con ventilación forzada (ONAF)	MVA	37	
	Con la mitad de los ventiladores	MVA	*	
	Con ventilación forzada (ONAF)	MVA	*	
12.	TENSIÓN DE CORTO CIRCUITO en base a la potencia nominal y con la regulación en la posición central.	Vcc%	<10	
13.	Tensión de cortocircuito a 75°C y en las siguientes posiciones: del gradín ubicado en AT.			

Entre 220/10 kV			
Pos. 1 (A) : 231/10 kV	%		*
Pos. 3 (C) : 220/10 kV	%		*
Pos. 5 (E) : 209/10 kV	%		*
14. Máxima elevación de temperatura referida a la máxima temperatura ambiente de 40°C y a 100% de carga ONAF y tensión nominal:			
En aceite, nivel superior	°C		60
Arrollamiento (método de resistencia)	°C		65
15. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN VACÍO			
Toma mediana, frecuencia 60 Hz			*
Corriente en vacío 95% Un	A		*
100 % Un	A		*
105 % Un	A		*
110 % Un	A		*
16. PERDIDAS EN EL FIERRO AL 100% DE LA TENSION NOMINAL	KW		≤ 20
17. Pérdidas en el cobre a 75°C y Potencia ONAN (toma central)			≤ 120
Pérdidas totales	kW		≤ 140
18. CORRIENTES NOMINALES TOMA CENTRAL			
- En el primario - 220 kV	A (Máx.)		*
- En el secundario - 10 kV	A (Máx.)		*
19. DURACIÓN POSIBLE EN MINUTOS DE LAS SOBRECARGAS			
Para una temperatura máxima de los arrollamientos a 95°C y con las tomas de corriente centrales, según los casos siguientes:			
- Potencia inicial 50% de la potencia nominal			*
- Sobrecarga 75% de la potencia nominal			*
20. RENDIMIENTO DE POTENCIA NOMINAL			
Calculada por el método de las pérdidas separadas, en la toma mediana, para una temperatura ambiente exterior de 30 °C			
Cos f = 1 al secundario			
Carga 100 %	%		*
Carga 75 %	%		*
Carga 50 %	%		*
Carga 25 %	%		*
Cos f = 0.92 al secundario			*
Carga 100 %	%		*
Carga 75 %	%		*
Carga 50 %	%		*
Carga 25 %	%		*
21. CARACTERISTICAS MAGNETICAS			
Pérdidas específicas por Gauss	W/k		*
Inducción máxima a la tensión nominal (toma central)	Gauss		*

22.	Sobre elevación de temperatura a plena carga (ONAF) con todos los radiadores en servicio y un ventilador desconectado		
	En el cobre	°C	*
	En el aceite	°C	*
23.	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN LOS BUSHINGS de 220 kV		
	Tipo		*
	Primaria	A	100
	Secundario	A	1
	Consumo y clase de precisión		
	Núcleo N° 1		10P30
	Núcleo N° 2		10P30
24.	PESOS		
	Peso total de núcleo y devanados	Ton	*
	Peso total del aceite	Ton	*
	Peso total del tanque	Ton	*
	Peso de transporte (embalaje principal)	Ton	*
	Peso total de las piezas de repuesto y de herramientas	Ton	*
25.	DIMENSIONES		
	Largo	M	*
	Ancho	M	*
	Altura	M	*
	Altura sin considerar las ruedas (armado)	M	*
26	RESISTENCIA A MOVIMIENTOS SISMICOS		
	Aceleración horizontal	G	0.5
	Aceleración vertical	G	0.2
	Frecuencia de movimiento	c/s	15
	Máxima insensibilidad a la vibración del relé Buchholtz, conmutador y del transformador	G	*
27.	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE PARA IMAGEN TERMICA		
	Relación de transformación		
	AT : 220kV		*
	BT : 10 kV		*
	Clase de precisión		*
	AT		*
	BT		*
	Prestación		
	AT	VA	*
	BT	VA	*
28.	TENSIONES AUXILIARES		
	Tensión auxiliar para motores, ventiladores, calefacción, iluminación	V a.c.	3 x 380/1 x 230, 60Hz
	Tensión auxiliar para propósitos de control	V d.c.	110
29.	PLANOS		
	Dibujo detallado de las dimensiones exteriores, planos N°s		*



	Esquema de los arrollamientos, plano N°		*
	Esquema desarrollado de las protecciones propias del transformador de potencia, plano N°		*
	Dibujo detallado de la ubicación de las diferentes partes y accesorios del transformador de potencia, plano N°		*
	Esquema de los circuitos de aceite y purga plano N°		*
30.	ACEITE		
	Características		*
	Cantidad en cilindros de 55 galones	Cilindros	*
	Sistema de monitoreo de gases en línea		*
31.	Nivel de ruido	dB	≤ 70
32.	Nivel de descargas parciales a 1,5 Um/v <sup>3</sup>	pC	≤ 400
33.	Tangente delta, a 10 kV, 60 Hz	%	≤ 0,5
34.	PRUEBAS		
	Medición de resistencia de los arrollamientos.		*
	Prueba de relación de transformación.		*
	Prueba de polaridad y relación de fases.		*
	Medida de la tensión de cortocircuito		*
	Medida de las corriente de excitación y las pérdidas en vacío.		*
	Medida de las pérdidas totales y la impedancia de cortocircuito.		*
	Ensayo de tensión aplicada.		*
	Ensayo de tensión inducida.		*
	Medición de la impedancia de secuencia cero		*
	Medición del factor de potencia del transformador y aisladores pasatapas		*
	Medición del nivel de ruido		*
	Prueba de calentamiento		*
	Prueba de tensión de impulso		*
	Medición del espesor y adherencia de la capa de pintura del tanque y radiadores		*
36.	ACCESORIOS (especificar)		*
	Indicador de nivel de aceite		*
	Relé Buchholz asísmico, con by pass		*
	Válvula de seguridad		*
	Cambiador de tomas en vacío		*
	Desecador de aire		*
	Válvula de filtrado		*
	Válvula de vaciado		*
	Válvulas para radiadores		*
	Ruedas orientables para desplazamiento		*
	Placa de características		*
	Borne de Puesta a Tierra		*
	Cáncamos de suspensión		*
	Tanque de expansión con membrana		*

Nota: Indicar valores garantizados del transformador repotenciado

ANEXO A.2: Placa de características del transformador a revitalizar

