



# ENSAYOS DE COMISIONADO EN TRANSFORMADORES TIPO GSU

Autor: Emilio Calo, 56517/7

Director: Mg. Ing. Raúl Emilio Álvarez

Co-Director: Ing. Leonardo Catalano



## Acrónimos

**AT:** Alta tensión

**BT:** Baja tensión

**C<sub>HG</sub>:** Capacitancia entre el devanado de AT y tierra

**C<sub>HL</sub>:** Capacitancia entre devanados de AT y BT

**C<sub>LG</sub>:** Capacitancia entre el devanado de BT y tierra

**DBDS:** Dibencildisulfuro

**DGA:** Dissolved Gas Analysis

**FD:** Factor de disipación

**FDS:** Frequency Domain Spectroscopy

**FP:** Factor de potencia

**FRA:** Frequency Response Analysis

**GST:** Grounded Specimen Test

**GSTg:** Grounded Specimen Test with Guard

**GSU:** Generator Step-up Transformer

**IFRA:** Impulse Frequency Response Analysis

**IFT:** Interfacial Tension

**IP:** Índice de Polarización

**ITC:** Individual Temperature Correction

**L:** Inductancia

**MT:** Media tensión

**OFAF:** Oil Forced – Air Forced

**OFWF:** Oil Forced – Water Forced

**OLTC:** On Load Tap Changer

**ONAF:** Oil Natural – Air Forced

**ONAN:** Oil Natural – Air Natural

**ONWF:** Oil Natural – Water Forced

**PCB:** Policlorobifenilos

**R:** Resistencia

**SADI:** Sistema Argentino de Interconexión

**SFRA:** Sweep Frequency Response Analysis

**TB:** Technical Brochure

**TC:** Transformador de corriente

**TTR:** Transformer Turns Ratio

**UST:** Ungrounded Specimen Test

## Agradecimientos

Una vez alcanzada esta instancia sólo resta agradecer a todas esas personas que pusieron su grano de arena para que esto sea posible.

En primer lugar quiero agradecer a mi familia y amigos, por su apoyo incondicional a lo largo de toda la carrera. En especial quiero mencionar a “Paco” Salvarregui, quien se tomó el tiempo y la molestia de ayudarme con los aspectos gramaticales de este trabajo.

También quiero agradecer al personal del IITREE-LAT, laboratorio donde fui becario durante mi último año como estudiante y donde decidí comenzar mi vida profesional. Siempre están a disposición cuando surge algún problema, y no dudan en prestar una mano cuando se necesita. Son también partícipes de mi formación, enseñándome cada día algo nuevo y guiándome en la profesión.

A su vez, quiero agradecerle a Leonardo Catalano por su participación en este trabajo.

Por último, agradecerle a Raúl Álvarez, el director de éste trabajo, por su invaluable apoyo a lo largo de la realización de este trabajo. Su gran conocimiento del tema, su constante motivación, y sus consejos fueron claves para alcanzar esta meta.

## Contenido

Capítulo I: Introducción .....	1
1.1 Motivación .....	2
1.2 Objetivo y alcance .....	3
1.3 Estructura .....	4
Capítulo II: Características generales de los transformadores .....	6
2.1 Importancia de los transformadores en los sistemas de potencia y su clasificación .....	7
2.2 Características constructivas de los transformadores de potencia. ....	13
2.3 Traslado y emplazamiento de transformadores de potencia .....	20
2.4 Estadísticas de falla .....	28
Capítulo III: Ensayos y controles de comisionado .....	32
3.1 Introducción .....	33
3.2 Clasificación .....	34
3.3 Ensayos .....	35
3.3.1 Ensayo de Relación de Transformación .....	35
3.3.2 Ensayo de Resistencia de Devanados .....	38
3.3.3 Ensayo de Capacitancia y Factor de Disipación .....	40
3.3.4 Ensayo de Reactancia de Dispersión .....	50
3.3.5 Ensayo de Corriente de Magnetización .....	52
3.3.6 Ensayo de Resistencia del Aislamiento .....	55
3.3.7 Ensayo de Aislamiento del Núcleo .....	58
3.3.8 Ensayo de FRA .....	60
3.3.9 Ensayo de FDS .....	70
3.3.10 Ensayos en el aceite .....	73
3.3.11 Resumen de ensayos .....	80
Capítulo IV: Aplicación en un caso real .....	81
4.1 Introducción .....	82
4.2 Características principales del transformador bajo ensayo .....	82
4.3 Traslado y emplazamiento del transformador .....	83
4.4 Ensayos realizados, e interpretación de los resultados obtenidos .....	84
4.4.1 Ensayos realizados en cada etapa .....	84
4.4.2 Resultados obtenidos en cada prueba y su interpretación .....	86

4.5	Ensayos adicionales.....	113
Capítulo V: Conclusiones .....		115
5.1	Conclusiones de los ensayos realizados.....	116
5.2	Conclusiones generales del trabajo .....	118
5.3	Conclusiones personales .....	118
Referencias .....		120

## Capítulo I: Introducción

En el capítulo I se presenta una introducción al trabajo realizado, se explican cuáles son sus objetivos y alcances, y las motivaciones que llevaron a su ejecución.

Por último se indica la estructura del trabajo, desarrollando un breve resumen de cada sección.

## 1.1 Motivación

El sistema eléctrico Argentino tiene una característica muy importante, y es que la demanda de potencia crece con mayor velocidad que la oferta. Esto implica que se requiera mayor disponibilidad de las máquinas encargadas de la generación (tanto turbinas/generadores como transformadores elevadores) y se exijan cada vez más, llevándolas al límite de su funcionamiento.

Tal como se puede ver en la figura 1.1, la diferencia entre la potencia instalada y la demanda máxima es muy chica.

La diferencia entre la demanda y la potencia disponible es incluso menor. Esto se debe a varios factores.

En primer lugar, la generación en las centrales hidráulicas no es constante, sino que depende altamente del nivel de agua y, por lo tanto, del régimen de lluvias. Esto significa que, si bien las turbinas tienen una determinada potencia nominal, la misma no podrá ser entregada a lo largo de todo el año.

Por otra parte, la potencia disponible se ve reducida por las máquinas en mantenimiento. Todos los generadores, turbinas, y transformadores requieren mantenimiento. Esto implica su salida de servicio, que se traduce en la indisponibilidad de su potencia.

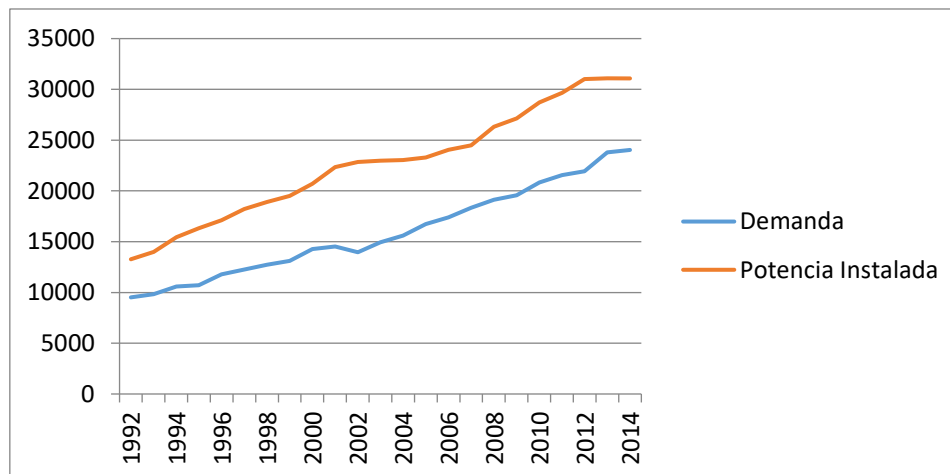


Figura 1.1 - Relación entre demanda y potencia instalada entre 1992 y 2014.  
Fuente: Cammesa

Para poder alcanzar estas exigencias de disponibilidad es necesario que las máquinas estén en buen estado funcional, lo cual se puede lograr únicamente mediante un plan de mantenimiento adecuado.

Un plan de mantenimiento adecuado implica sacar las máquinas de servicio por un determinado tiempo, con una cierta periodicidad. Es decir, que se debe indisponer de la potencia de esas máquinas.



Dicho de otra forma, es un perro que se muerde su propia cola. No siempre es posible cumplir con los mantenimientos programados por la necesidad de que se siga entregando potencia al sistema, lo cual puede llevar a una salida intempestiva debido a una falla no detectada por falta de mantenimiento.

A su vez, para poder cumplir con la creciente demanda, se deben repotenciar centrales y subestaciones. También se deben reemplazar las máquinas que llegan al fin de su vida útil. Es decir, se deben instalar transformadores nuevos, y muchas veces de mayor potencia.

Esta tarea implica largos plazos que pueden ser superiores al año, y grandes costos asociados a la fabricación, transporte y emplazamiento del nuevo transformador.

Es extremadamente importante que en el momento de la primer energización de estos nuevos transformadores, se garantice la óptima condición de la máquina, de forma tal que se pueda asegurar que, con el correcto mantenimiento, el transformador sea capaz de llegar al fin de su vida útil (40 años) sin mayores problemas.

Por otra parte, las pruebas de comisionado son importantes para poder tener una referencia de los valores esperados en etapas de mantenimiento posteriores.

Por lo expuesto precedentemente se ha adoptado esta importante temática para la realización del Trabajo Final de la carrera de grado.

## **1.2 Objetivo y alcance**

El objetivo general del presente trabajo es analizar los ensayos que deben realizarse a un transformador de potencia previo a su energización, cómo ejecutarlos y cómo interpretar sus resultados.

Para alcanzar este objetivo, en primer lugar es necesario conocer los principios de funcionamiento y las características constructivas de los transformadores de potencia.

De esta manera se puede analizar cuáles son los posibles daños o modificaciones de su condición que pueden aparecer en los transformadores durante el proceso de su traslado y emplazamiento, que empieza en la fábrica del mismo y termina en la central o subestación donde finalmente será energizado.

A su vez es necesario conocer las pruebas o ensayos necesarios para poder detectar dichas modificaciones en la máquina. Se debe realizar énfasis en

el análisis de sus resultados, para poder realizar un correcto diagnóstico del transformador ensayado.

Por último, y en base a lo expuesto, se realizó el análisis de un caso real, para un transformador elevador de una central hidroeléctrica de 140 MVA de potencia y 13.8/330 kV de tensión nominal.

El alcance del presente trabajo está limitado al análisis de los ensayos realizados, en transformadores de características similares al estudiado. Es decir, transformadores GSU de dos arrollamientos, sin conmutador, y sin haber sido energizado previamente.

En el caso del aceite dieléctrico, sólo se analizarán los resultados obtenidos en ensayos, y no se estudiarán las metodologías y consideraciones para su realización.

Se analizaron los ensayos realizados en fábrica y cuando el transformador llegó a la central. Luego de estar 7 años como reserva, se realizaron las pruebas correspondientes, al igual que luego de su emplazamiento final previo a su energización. También se interpretaron los valores obtenidos en ensayos al aceite.

Por último, se realizó un diagnóstico integrando todos los resultados obtenidos y se obtuvieron conclusiones respecto a la condición del transformador bajo ensayo.

### 1.3 Estructura

La estructura del Trabajo Final está conformada por cinco capítulos, incluyendo el capítulo introductorio. A continuación se presenta un resumen de los contenidos de en los cuatro capítulos restantes.

**Capítulo II:** En el capítulo II se explica el rol que cumplen los transformadores en los sistemas de potencia, y su clasificación. Se desarrollan las características principales de los transformadores de potencia, haciendo énfasis en los transformadores GSU. Se analiza el proceso de transporte de los mismos, y por último se realiza un estudio estadístico de causas y ubicación de fallas en transformadores GSU.

**Capítulo III:** En el capítulo III se presentan los distintos ensayos que se deben realizar para determinar la condición del transformador. Se hace énfasis en el fundamento teórico de cada prueba, la metodología del ensayo, y, por último, se desarrolla un análisis para la interpretación de los resultados obtenidos.

**Capítulo IV:** En el capítulo IV se describe el proceso al cual fue sometido un transformador GSU de una central hidroeléctrica desde su fabricación hasta su

emplazamiento final. Se describen conceptualmente los medios de transporte utilizados, los ensayos realizados y los resultados obtenidos.

**Capítulo V:** En el capítulo V se desarrollan las conclusiones sobre los ensayos realizados al transformador. A su vez, se elaboran conclusiones generales del trabajo, y conclusiones personales de su realización.

## **Capítulo II: Características generales de los transformadores.**

En el capítulo II se explica el rol que cumplen los transformadores en los sistemas de potencia, y su clasificación. Se desarrollan las características principales de los transformadores de potencia, haciendo énfasis en los transformadores GSU. Se analiza el proceso de transporte de los mismos, y por último se realiza un estudio estadístico de causas y ubicación de fallas en transformadores GSU.

## 2.1 Importancia de los transformadores en los sistemas de potencia y su clasificación.

Los sistemas de potencia están compuestos principalmente por tres etapas consecutivas. En primer lugar se encuentra la generación de la energía eléctrica, luego la transmisión hacia los distintos centros de consumo, y por último la distribución a los usuarios.

En cada una de estas etapas se encuentra como elemento clave el transformador, sin el cual no podrían existir las redes interconectadas.

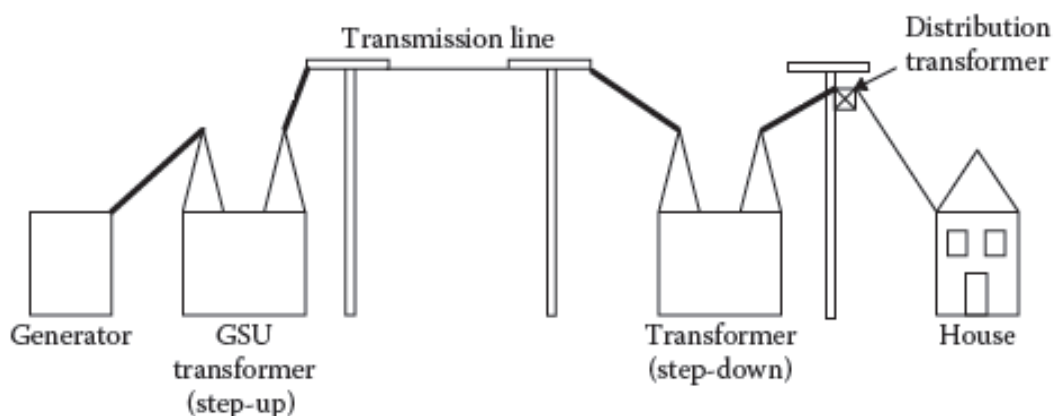


Figura 2.1 - Esquema básico de un sistema de potencia [1].

La tensión de salida de los generadores en las centrales normalmente es en media tensión, y puede ir entre 13.8 kV y 27 kV [2]. Esta tensión es baja cuando se desea transmitir en largas distancias, ya que para transmitir grandes potencias la corriente sería muy alta. Por lo tanto es necesario elevar la tensión a un valor adecuado, y consecuentemente reducir la corriente.

Normalmente se transforma en alta tensión mediante un transformador elevador. Por lo general estos transformadores están asociados cada uno a un generador, o incluso dos, por lo que suelen manejar potencias de cientos de MVA, lo que implica tamaños importantes.

Una salida de servicio del transformador implicaría también la pérdida de ese o esos generadores, y consecuentemente la reducción de potencia disponible en la red interconectada. Estos transformadores se conocen como GSU por sus siglas en inglés (Generator Step-Up transformer, es decir transformador elevador) y son el nexo entre la generación y la transmisión de la energía eléctrica.



*Figura 2.2 - Transformador GSU de central hidroeléctrica. 13,8/330 kV; 140 MVA.*

A su vez, dentro de las centrales se pueden encontrar transformadores de servicios auxiliares, que se conectan directamente en bornes del generador a través de barras y se utilizan para alimentar los servicios auxiliares en media y baja tensión.

Los transformadores de servicios auxiliares manejan potencias considerablemente inferiores a las de los GSU, por lo que su tamaño y costo también es inferior. Las instalaciones en las que se utilizan estos transformadores están diseñadas con un alto grado de confiabilidad, por lo que generalmente cumplen con la condición “n-1”. Es decir que en caso de que un transformador falle, los restantes pueden absorber la carga de dicho transformador, por lo que una salida de servicio de los mismos no es una situación crítica.



*Figura 2.3 - Transformador de servicios auxiliares de central ciclo combinado.*

El tercer tipo de transformadores que se puede encontrar en una central, es el transformador de excitación, en caso de que los generadores tengan un sistema de excitación estático. Estas máquinas son las encargadas de alimentar un puente rectificador, cuya función es proveer la tensión continua necesaria para la excitación del generador.

Suelen manejar potencias inferiores a la decena de MVA y niveles medios de tensión. Una falla en estos transformadores implica la inmediata salida de servicio del generador por pérdida de excitación, y, por lo tanto, pérdida de potencia disponible en la red. Sin embargo, al ser de menor tamaño que los GSU, su reemplazo es más sencillo y son de menor costo.

Este tipo de transformadores se pueden encontrar también en distintos puntos del sistema eléctrico donde se utilice un rectificador, bajo el nombre de transformador rectificador. Por ejemplo, en una industria siderúrgica, en una estación rectificadora para transmisión en corriente continua, o bien en una estación back-to-back, para transmisión de potencia en diferentes frecuencias.

A diferencia de los transformadores de excitación, la potencia y tamaño de estas máquinas va a depender de la potencia que se desee transmitir. En el diseño de estos transformadores debe ser tenido en cuenta el alto contenido armónico debido al rectificador, y por ende las pérdidas adicionales debidas a dichas componentes [3].



*Figura 2.4 - Transformador de excitación. 13,8/0,54 kV; 900 kVA.*



Una vez dentro del sistema de transmisión aparecen las estaciones transformadoras, o subestaciones. Estas estaciones pueden tener tres funciones: compensación, seccionamiento, transformación, o combinaciones de las tres.

En los primeros dos casos no se encuentran transformadores de potencia, mientras que en el tercer caso sí. La función de estas estaciones es reducir los niveles de tensión, ya sea de alta tensión a un nivel inferior de alta tensión (por ejemplo de 500 kV a 132 kV), o a media tensión (por ejemplo de 132 kV a 33 kV) para subtransmisión.

Dependiendo del diseño de la subestación puede cumplirse la condición “n-1”, permitiendo la operación a plena carga ante la pérdida de un transformador. También puede llegar a ser necesario cumplir la condición “n-2” para los casos en que los transformadores son críticos y de gran tamaño, y por lo tanto necesitan largos tiempos de reparación [4]. Sin embargo, en muchos casos esto no sucede, por lo que una falla en un transformador puede llevar a la reducción parcial o total de la potencia manejada por esa estación.



*Figura 2.5 - Transformador de potencia. 500/138/34,5 kV; 300 MVA.*

La red de distribución es el último eslabón del proceso de generación-transporte-distribución de la energía eléctrica. En la misma aparecen como elementos principales los transformadores de distribución. Su función es la de reducir la tensión a los valores que requiere el usuario.

En el caso de usuarios residenciales en Argentina ese valor es de 220 V eficaces entre fase y neutro. Dependiendo de la red, es posible que una falla en un transformador de distribución implique el corte del suministro de la energía eléctrica a un determinado número de usuarios. Con el aumento del consumo y la saturación de las redes, esta situación es cada vez más común, por lo que es necesario evitar las salidas intempestivas de los transformadores.





*Figura 2.6 - Transformador de distribución.*

Los transformadores de potencia para redes trifásicas pueden encontrarse de dos formas distintas. O bien un transformador trifásico, o bien un banco de tres transformadores monofásicos.

Las principales ventajas del banco monofásico son su facilidad de transporte y la necesidad de una sola unidad monofásica de reserva, al igual que la facilidad a la hora del reemplazo de una máquina.

Las desventajas son que el costo de instalar tres transformadores monofásicos es muy superior al de una sola unidad trifásica, el rendimiento del banco es menor al del transformador trifásico, y las pérdidas totales en el hierro son mayores en el banco por no existir acoplamiento magnético entre las tres fases.

Por estos motivos es que en transformadores de potencia se utilizan principalmente transformadores trifásicos, y la utilización de bancos de transformadores monofásicos es cada vez menos frecuente [5].



*Figura 2.7 - Banco de transformadores monofásicos de la central hidroeléctrica Rapel, Chile.*

También existen transformadores con funciones especiales, tales como los transformadores de desplazamiento de fase, cuya función es, tal como el nombre lo indica, modificar el desplazamiento de fase entre la tensión de entrada y de salida de una línea para controlar la potencia activa [6].

Los autotransformadores son otro tipo de transformadores, cuya principal diferencia con los transformadores convencionales es que no posee aislamiento eléctrico entre un terminal del primario y uno del secundario [3], debido a que su construcción se realiza mediante una única bobina. Un lado, ya sea primario o secundario dependiendo si es elevador o reductor, se conecta entre los dos extremos de la bobina, y el otro se conecta entre el punto inferior de la misma y un punto intermedio, que dependerá de la relación deseada. Son muy utilizados para regulación de tensión.

Otros tipos de transformadores que se encuentran en todas las etapas son los transformadores de medición y de protección. Cumplen funciones completamente distintas a las previamente mencionadas, ya que se utilizan para reducir tensiones y corrientes a valores requeridos por instrumentos de medición y protecciones.

No manejan potencia, por lo que sus características no serán analizadas en profundidad en el presente trabajo. Sin embargo, en los bushings de los transformadores de potencia se suelen instalar transformadores de corriente, por lo que se dará una breve descripción de los mismos en el capítulo 3.

Dichos transformadores se montan tanto en los bushings de alta tensión como en los de baja tensión con funciones de medición y protección [7]. Generalmente se montan más de un TC (transformador de corriente) por fase para cumplir con distintas funciones como puede ser una protección diferencial, imagen térmica, etc.



*Figura 2.8 - Transformador de corriente para bushing de transformador.*

*Fuente: <http://electrical-engineering-portal.com/>*

Conociendo las distintas clasificaciones de los transformadores y sus funciones, se pueden sacar algunas conclusiones respecto a su importancia en la red.

El transformador es una máquina fundamental para el funcionamiento de las redes eléctricas, por lo que se precisa contar con una disponibilidad absoluta del mismo. En Argentina, en los casos de pico de demanda, el consumo se acerca al límite de la potencia instalada y por lo tanto es necesario tener a disposición la mayor cantidad posible de máquinas. Por esto mismo es necesario asegurarse que su condición interna sea la adecuada, para evitar fallas imprevistas, y que las únicas salidas forzadas de estas máquinas sean por tareas de mantenimiento programadas.

Un defecto en un transformador GSU, que requiera su reemplazo, puede implicar una indisponibilidad de su potencia por varios días, en caso de contar con una reserva. Esto se debe a la complejidad del movimiento e instalación de la unidad de reserva. Esto es altamente perjudicial por varios motivos. En primer lugar, la pérdida de potencia disponible implica que no se pueda suministrar toda la potencia demandada, por lo que indefectiblemente usuarios sufrirán cortes en su servicio.

A su vez, esto trae costos asociados: multas por energía no suministrada, y costos de reparación o reemplazo de las máquinas dañadas. Un transformador GSU nuevo tiene un costo de varios millones de dólares, y un tiempo de fabricación de meses, por lo que se debe evitar que llegue al fin de su vida útil antes del tiempo esperado.

Es aquí donde se hace notar la importancia de contar con transformadores de reserva en las centrales eléctricas. En caso de que sea necesario reemplazar el transformador GSU y no se cuente con una unidad de reserva, se debe realizar una orden de compra, esperar la fabricación y traslado del transformador, y luego realizar los ensayos correspondientes para ponerlo en servicio. Este proceso puede llevar varios meses, o incluso más de un año, lo cual es inconcebible en la gran mayoría de los casos.

En caso que el transformador destinado a la reserva no estuviera en condiciones adecuadas, se puede producir una falla poco tiempo después de ser energizado, y por lo tanto se deberá llevar a cabo la compra de un transformador nuevo, dejando al grupo generador fuera de servicio por un largo tiempo.

## **2.2 Características constructivas de los transformadores de potencia.**

Los transformadores son máquinas estáticas, cuya principal función es la de transformar un determinado nivel de tensión y corriente, prácticamente sin modificar la potencia. Son máquinas de altísimo rendimiento y muy robustas.

Se caracterizan por tener dos bobinas por fase (o tres en el caso de transformadores de tres arrollamientos) acopladas magnéticamente por un núcleo de material magnético o de aire [8]. El presente trabajo está enfocado en

los transformadores de potencia, específicamente en los transformadores GSU, por lo que no se describirán las características de transformadores de medición, protección, autotransformadores, etc.

Los transformadores de potencia se caracterizan, tal como su nombre lo indica, por tener capacidad de manejar altos valores de potencia. Para poder lograrlo, es necesario tener en cuenta algunas características constructivas de los mismos. Se tomará para el análisis un transformador elevador de media tensión (MT) a alta tensión (AT) trifásico de dos arrollamientos sumergido en aceite.

Las bobinas están hechas de cobre, por lo que tienen una resistencia asociada a la propia resistividad del material. Por esto mismo, cuando circula una corriente por ellas se producen dos efectos. El primero es una caída de tensión debido a la ley de Ohm, inconveniente que deriva en la no obtención del valor de tensión esperado en la salida del transformador.

El segundo es una disipación de energía en forma de calor debido al efecto Joule, lo cual puede llegar a ser muy peligroso en caso de no ser controlado. El calor disipado es directamente proporcional al cuadrado de la corriente y a la resistencia del conductor. Es decir, que en los transformadores que manejen grandes potencias, este efecto tendrá un impacto importante en el diseño, ya que es necesario evacuar todo el calor generado [9].

Una temperatura elevada en el interior del transformador puede traducirse en daños en las bobinas, en el núcleo, y en el sistema aislante. De no evitarse puede conducir al fin de la vida útil de la máquina.

Dichas bobinas se encuentran arrolladas sobre un núcleo de hierro, el cual también tiene pérdidas, que se traducen en una elevación de temperatura.



*Figura 2.9 - Bobinado de un transformador trifásico.*

En primer lugar se encuentran las pérdidas por histéresis. Esto se debe a que, al trabajar con corriente alterna, los dominios magnéticos cambian de orientación cada medio ciclo, lo cual implica un consumo de energía que se disipa en forma de calor.

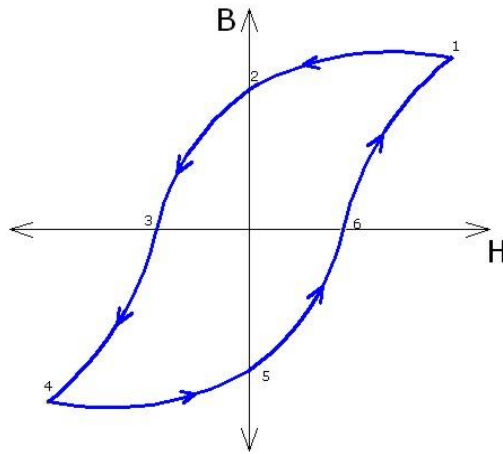


Figura 2.10 - Curva típica de histéresis.

En segundo lugar se tienen las pérdidas por corrientes de circulación parásitas, que por efecto Joule derivan en una disipación de potencia. Estas corrientes se conocen como corrientes de Foucault. Los núcleos se construyen de forma laminada para reducir estas corrientes. Otra medida que se toma es realizar la conexión a tierra del núcleo en un solo punto. De no ser así se podrían inducir corrientes parásitas [10].

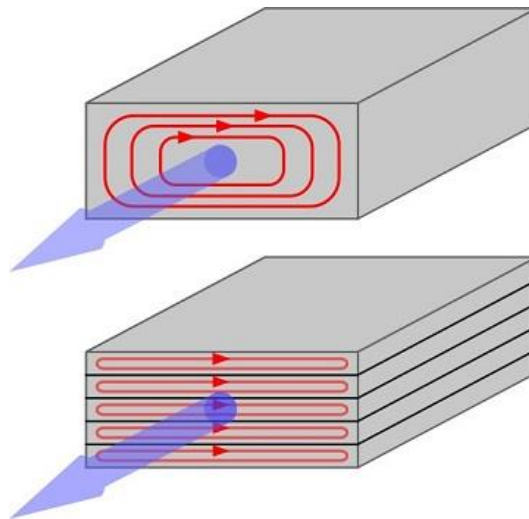


Figura 2.11 - Corrientes de Foucault con núcleo macizo y con núcleo laminado.

Fuente: [www.pediaa.com](http://www.pediaa.com)

Un elemento que suelen poseer los transformadores de potencia es el conmutador o regulador de tensión. El conmutador permite regular la tensión, modificando la relación de transformación al abarcar mayor o menor cantidad de vueltas del bobinado.

En los transformadores de potencia suelen utilizarse conmutadores bajo carga, llamados OLTC por sus siglas en inglés (On Load Tap Changer). Los mismos permiten modificar la relación de transformación con el transformador en servicio. La otra variante es utilizar conmutadores en vacío, es decir que para su accionamiento se requiere que el transformador se encuentre fuera de servicio.

En los transformadores de transmisión suelen instalarse en el lado de menor tensión [11]. Sin embargo, los transformadores GSU manejan corrientes considerablemente más elevadas en el lado de MT, debido a que la relación de transformación suele ser muy superior a la de los transformadores de transmisión. Por lo que, en el caso de que posean OLTC, se suelen instalar en el lado de AT debido a que la corriente es menor e implica una menor sollicitación en los contactos.

A su vez, suelen poseer menos posiciones que los conmutadores de los transformadores de transmisión, ya que la regulación de tensión puede realizarse también desde la excitación del generador. En el presente trabajo no se estudiarán los conmutadores, debido a que se encuentra orientado a un transformador GSU sin regulación de tensión.

Además de la parte activa del transformador, es decir núcleo, bobinados y regulador de tensión, se encuentra la parte pasiva, que está compuesta por el sistema aislante, los bushings o aisladores pasatapas, el sistema de enfriamiento y el sistema de protección.

El aislamiento principalmente está compuesto por una parte sólida y una parte líquida. El aislamiento sólido se conoce como aislamiento primario, y su función es aislar las espiras entre sí, las bobinas entre sí, las bobinas de tierra, y el núcleo de tierra [3]. Este tipo de aislamiento se construye con material derivado de la celulosa, tal como el papel kraft, la madera eléctrica, etc. [1].

El aislamiento líquido, también conocido como aislamiento secundario, es el aceite. Generalmente es aceite mineral, aunque en algunos casos se utiliza aceite vegetal, ésteres, silicona, etc.

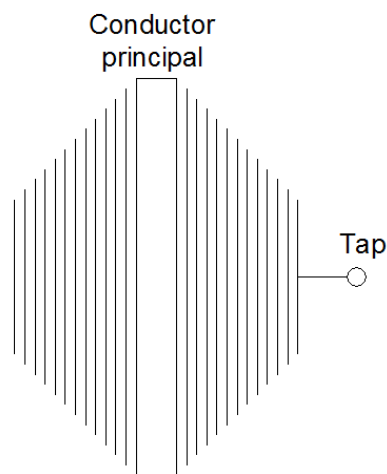
El aceite tiene cuatro funciones principales [9]. La primera es refrigerar, ya que, debido a su circulación forzada o natural, extrae el calor del núcleo y las bobinas y lo transfiere al exterior. La segunda es aislar eléctricamente: al impregnarse en el papel mejora sus cualidades como aislante, y además aísla la cuba de las partes con tensión. Su tercera función es la de proteger tanto el metal como el papel: evita la corrosión del metal, y protege al papel de oxidación. Su cuarta función es la de elemento de diagnóstico: mediante un análisis fisicoquímico y de gases disueltos en el aceite se pueden obtener muchas conclusiones de la condición interna del transformador.

Los bushings son aisladores de porcelana a través de los cuales pasan los conductores de salida del transformador y su función es proveer aislamiento entre los conductores y la cuba. En transformadores de alta tensión se suelen



utilizar bushings del tipo condensador. Los bushings del tipo condensador utilizan como aislante papel impregnado en aceite, al igual que las bobinas, con la diferencia de que en los bushings se intercalan láminas de material conductor, cuya función es homogeneizar el campo eléctrico de forma tal de distribuir uniformemente las solicitaciones dieléctricas al sistema aislante.

Por esto mismo, se puede modelar al bushing como una serie de capacitores concéntricos. Generalmente, de la lámina conductora más exterior se tiene una conexión conocida como “Tap”, la cual se utiliza para realizar un divisor de tensión para poder realizar pruebas a los bushings. En condiciones normales de funcionamiento, dicho Tap se encuentra conectado a tierra [11].



*Figura 2.12 - Esquema de bushing.*

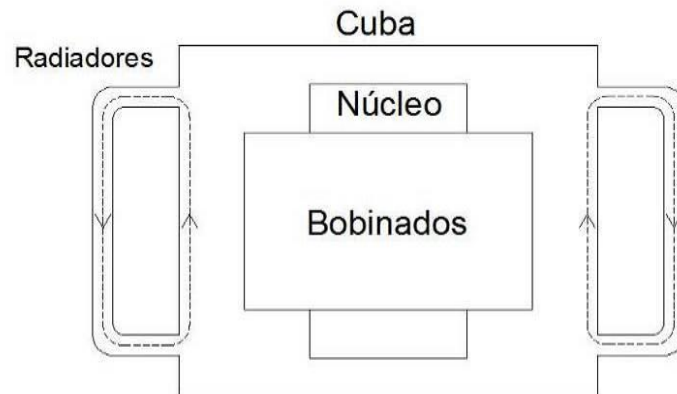
El tamaño de los aisladores de porcelana depende de la línea de fuga requerida según el nivel de tensión y de contaminación del sitio donde será emplazado.



*Figura 2.13 - Bushings de 330kV.*

El sistema de refrigeración está compuesto principalmente por el aceite y el aire, y su clasificación está dada según la circulación de dichos fluidos [3]. Estos pueden ser de circulación natural o forzada. El sistema más básico se

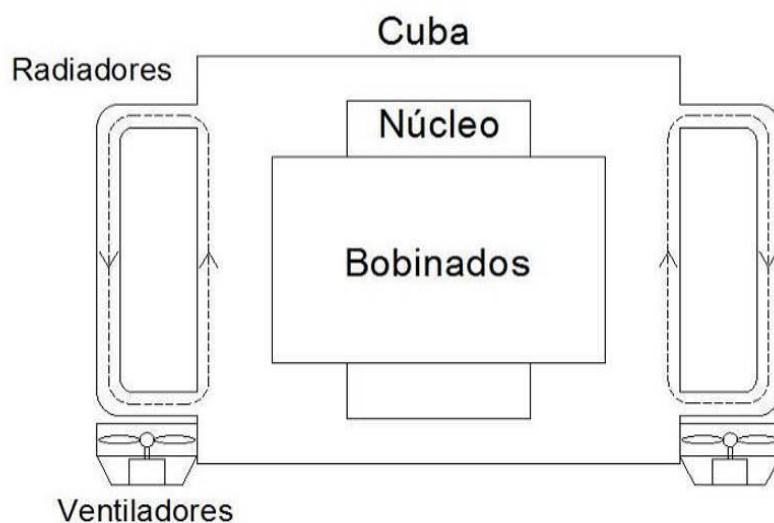
conoce como ONAN por sus siglas en inglés (Oil Natural – Air Natural) y significa que tanto el aire como el aceite tendrán una circulación natural.



*Figura 2.14 - Sistema ONAN.*

Para mayor disipación se pueden instalar ventiladores debajo de los radiadores que fuercen la circulación del aire. Dicha configuración se conoce como ONAF (Oil Natural - Air Forced).

En ocasiones, como es el caso del transformador bajo estudio, se utilizan ambos sistemas combinados, e incluso con dos etapas de ventilación. Cuando el transformador se encuentra con baja carga, los ventiladores se mantienen apagados. Es decir que sería una configuración ONAN. Pero a medida que la carga va aumentando se enciende la primera etapa de ventilación y pasa a una configuración ONAF1. Para potencias cercanas a la nominal se encienden todos los ventiladores y se llega a una configuración ONAF2. Dicho sistema combinado se conoce como ONAN/ONAF1/ONAF2.



*Figura 2.15 - Sistema ONAF.*



También se puede forzar la circulación del aceite mediante bombas, en un sistema llamado OFAF (Oil Forced – Air Forced).

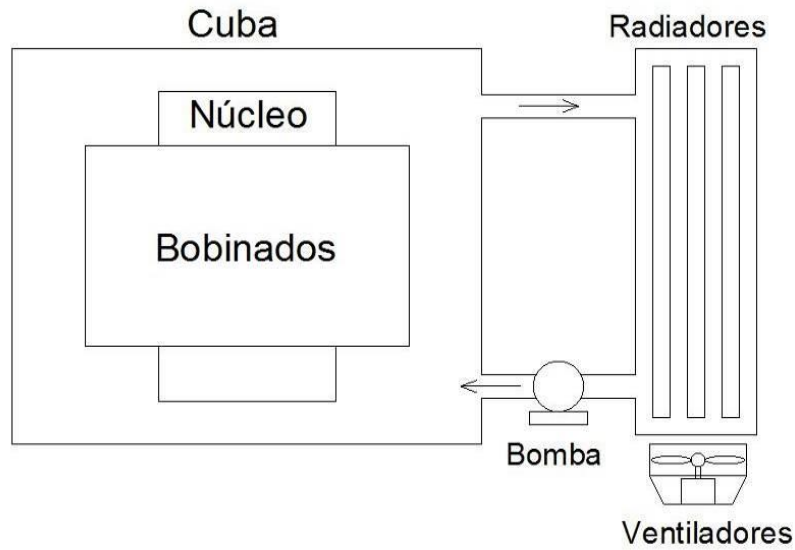


Figura 2.16 - Sistema OFAF.

Por último, para lugares donde hay grandes disponibilidades de agua, se puede utilizar intercambiadores de calor que refrigeren el aceite mediante la utilización de agua en lugar de aire. Se utilizan bombas para la circulación del agua. Dichas configuraciones se conocen como OFWF (Oil Forced – Water Forced) y ONWF (Oil Natural – Water Forced) dependiendo si la circulación del aceite es natural o forzada. Su principal desventaja es que en caso de haber una rotura en una tubería se puede contaminar el aceite con agua, comprometiendo el sistema aislante del transformador.

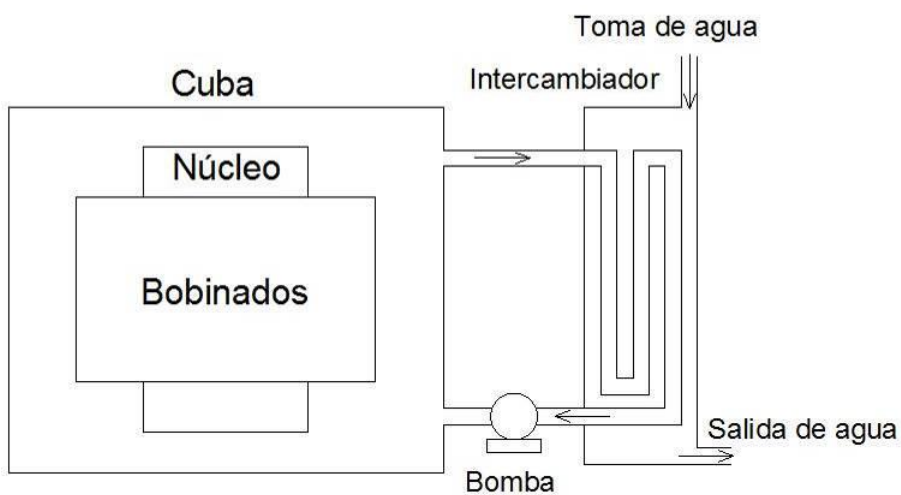


Figura 2.17 - Sistema OFWF.

El sistema de protección del transformador tiene como función dar alarma en caso de que haya algún defecto en el transformador, ya sea generación de gases, sobrepresión en válvulas, sobreelevación de temperatura, etc. Los elementos que lo componen son los siguientes:

El indicador de nivel de aceite, que está conformado por un flotante colocado dentro del tanque y una carátula.

El indicador de temperatura de aceite, formado por el bulbo, la carátula y un medidor con aguja de máxima temperatura alcanzada.

El indicador de temperatura de bobina, o imagen térmica, que simula la temperatura de la bobina a través de una resistencia. La resistencia se alimenta de una corriente proporcional a la que circula por los devanados. El valor de la corriente que circula a través de la resistencia es tal que eleva la temperatura a un valor igual que el punto caliente dentro del devanado

El relé de Buchholz, cuya función es detectar la generación de gases por alguna falla en el transformador. Se compone de dos elementos: uno que para fallas menores que envía una señal de alarma, y otro para fallas mayores que genera el disparo de la máquina.

La válvula de sobrepresión es un instrumento que otorga protección en caso de una elevada presión en el tanque debida a una falla interna. Está formada por dos diafragmas, de forma tal que, si se presenta una presión excesiva, se rompen y dejan libre el paso para que el aceite pase a través de la ventila.

### **2.3 Traslado y emplazamiento de transformadores de potencia**

La norma IEEE C57.150-2012: "IEEE Guide for the Transportation of Transformers and Reactors Rated 10000 kVA or Higher" [12] trata específicamente los puntos a considerar a la hora de transportar un transformador, por lo que será utilizada como principal referencia.

Previo a la fabricación del transformador, es decir en el momento de la compra, es necesario que el comprador tenga decidido cuál va a ser el método de transporte elegido.

Esto es importante para poder determinar cuáles son los posibles esfuerzos a los que el transformador va a estar sometido durante su traslado, y de esta forma optimizar su diseño para evitar cualquier tipo de daño. Puede darse el caso por ejemplo de que el transformador sea transportado un tramo en camión, y el resto del trayecto en tren, por lo que el diseño debe adecuarse a estas condiciones.

Una vez finalizada la construcción del transformador, se procede al secado del mismo para asegurar que el contenido de humedad del sistema aislante sea lo más bajo posible, de forma tal de mantenerlo en las mejores condiciones posibles [13].

Luego, se realizan todos los ensayos para determinar sus parámetros internos y verificar que los valores de diseño hayan sido respetados, tales como relación de transformación, reactancia de dispersión, resistencia de devanados, etc. [14].

Dentro de estos ensayos, uno de los más importantes es el que se conoce como FRA por sus siglas en inglés (Frequency Response Analysis), que es el análisis de la respuesta en frecuencia, y puede considerarse como la huella digital del transformador, ya que su resultado es único para cada máquina. Dicho ensayo será desarrollado más adelante en este trabajo.

Luego de los ensayos, comienza la etapa de transporte hacia el sitio donde finalmente será emplazado. El fabricante debe especificar las características físicas y dimensionales del mismo, tales como largo, alto, ancho, peso (del transformador vacío y del aceite) y centro de masa, para poder realizar la logística del transporte. El centro de masa del transformador, tanto lleno como parcialmente vaciado, debe estar indicado sobre la cuba del transformador en todas sus caras.

Previo al transporte se realiza un desarmado parcial del transformador para facilitar el transporte y evitar que se dañen las partes removibles. Se retiran los bushings, los ventiladores, los radiadores y el tanque de expansión. Es importante que todos los componentes que normalmente llevan aceite sean sellados para evitar el ingreso de impurezas y humedad.

Un paso importante es el vaciado parcial del aceite del transformador. Para reducir su peso se retira parte del aceite, y en su lugar se rellena con aire seco, o, en casos especiales en los cuales el transformador permanecerá vacío por largos períodos, se puede utilizar nitrógeno. Es importante asegurar a lo largo de todo el trayecto que la presión del gas sea la adecuada para prevenir el ingreso de humedad o contaminantes que alteren la condición del aceite remanente y del aislamiento sólido.



Figura 2.18 - Centro de gravedad con aceite y para transporte.

Sobre el transformador se suelen instalar registradores de impacto, que tienen la función de detectar movimientos bruscos en los tres ejes que puedan llegar a ocasionar daños en el transformador. En caso de que los registros indiquen que hubo alguna aceleración superior a la máxima admisible por diseño, es necesario realizar una revisión de la máquina para verificar que dicha aceleración no haya causado algún daño.



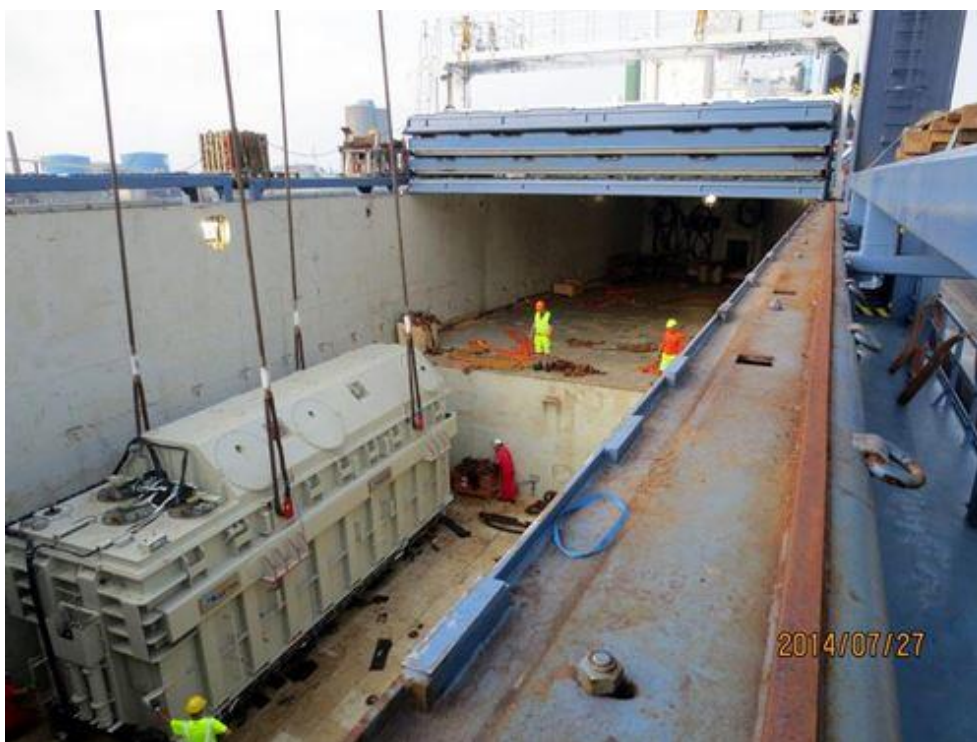
Figura 2.19 - Cartel de registrador de impacto sobre el transformador.

De la misma forma, es necesario tomar precauciones con el transporte de los accesorios del transformador, tales como los bushings o radiadores, para evitar sean expuestos a golpes, o condiciones ambientales que puedan dañarlos (salitre, lluvia, suciedad, etc.).

Debido al tamaño y peso de los transformadores de potencia, es necesario utilizar transporte especial para su movilización. Dicha movilización puede ser por agua, por aire o por tierra.

Si el transporte se realiza por agua, las dos principales alternativas son, transportarlo en buque o en barcaza. En los casos que el transformador es transportado por mar, puede encontrarse expuesto a condiciones climáticas extremas, que no pueden ser evitadas, por lo que existe una muy baja pero existente probabilidad de que el transformador se pierda en el trayecto.

Un viaje exitoso implica que el transformador no fue afectado en ninguna forma por las solicitaciones propias del viaje, y que ni el buque ni la tripulación sufrieron peligro alguno. A su vez, ya que los elementos transportados estarán expuestos a una excesiva humedad, se recomienda utilizar un material desecante, como por ejemplo, el silica gel [15].



*Figura 2.20 - Transporte en buque.*

*Fuente: [www.globalmarine.tk](http://www.globalmarine.tk)*

El movimiento del transformador en el agua tendrá seis grados de libertad, como se ve en la figura 2.21, al igual que una constante vibración debido a los motores. Por esto mismo es necesario prestarle especial atención a las ataduras del mismo, para asegurarse que no haya ningún desplazamiento del mismo sobre la embarcación, que ponga en peligro tanto al transformador como al buque y su tripulación.

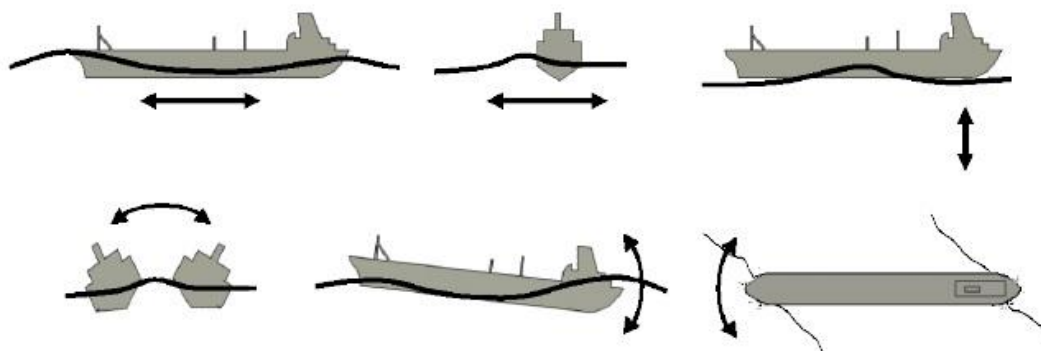


Figura 2.21: Seis grados de movimiento de transporte marítimo [12].

El transporte por tierra se realiza mediante tráilers especiales o carretones, preparados para soportar las decenas de toneladas del transformador. La otra alternativa es transportarlos vía tren, aunque en Argentina esta última opción no es utilizada. La velocidad de los camiones debe ser inferior a los 40km/h, y en los casos en que las rutas no estén en buenas condiciones puede ser incluso inferior a los 20km/h, por lo que el traslado en grandes distancias puede llevar varias semanas.



Figura 2.22 - Transporte terrestre.

Fuente: [www.energytran.com](http://www.energytran.com).

Es importante que el transporte elegido cumpla con las especificaciones requeridas de la forma más precisa posible. En caso de que el transporte tenga una capacidad de carga inferior al peso del transformador se corre el riesgo de la rotura del mismo. Caso contrario, si su capacidad de carga excede ampliamente al peso del equipo, el sistema amortiguador tendrá una rigidez elevada, transmitiendo al transformador las vibraciones debidas al propio transporte y por lo tanto solicitándolo mecánicamente [16].



A su vez, para proveer amortiguamiento adicional, el transformador no se monta directamente sobre el carretón, sino que se utilizan tablonces de madera debajo del mismo. Dichos tablonces tienen una función adicional, que es evitar que el transformador se deslice sobre la superficie del transporte [15].

El transporte aéreo no es frecuente para la movilización de máquinas de gran porte. Sin embargo, algunos aviones de carga pueden llevar equipos de hasta 200 toneladas y 30 metros de largo.

Es muy importante seleccionar una empresa idónea para el trabajo, ya que de contratar empresas descuidadas y con poca experiencia se pueden producir problemas que van desde el daño hasta la pérdida absoluta del transformador, al igual que contaminación por derrame de aceite o incluso accidentes que involucren personas. En la Figura 2.23 se puede observar una mala maniobra durante la descarga del transformador de una barcaza, que deriva en su caída al río.



*Figura 2.23 - Negligencia en manejo de transformador.  
Fuente: [www.cargolaw.com](http://www.cargolaw.com)*

Una vez que el transformador arriba a su destino, es necesario realizar algunas revisiones antes de descargarlo del vehículo. En primer lugar se realiza una inspección visual para verificar que no haya ningún daño visible. Se debe verificar que el transformador no se haya desplazado de su posición original, que no tenga golpes, raspaduras, abrasión, que las válvulas se encuentren cerradas, la condición de la pintura, y los accesorios (bushings, radiadores, ventiladores, etc.).

Luego se procede a revisar la presión del aire seco o nitrógeno, para asegurar que no haya ninguna pérdida. Si la presión es igual a la del ambiente es muy probable que en el transformador haya ingresado aire del exterior y por lo tanto su interior puede estar contaminado con humedad.

También se deben verificar los registradores de impacto previo a descargarlo, para que, en caso de que haya algún problema con el transformador, se pueda determinar la responsabilidad del transportista o no de dichos defectos.

En algunos casos, se recomienda también realizar una revisión interna del mismo, para verificar la condición de las bobinas y del núcleo. De esta forma se puede detectar algún desplazamiento o deformación de las bobinas, y presencia de oxidación del núcleo [15].

Por último se realiza una medición de la resistencia del aislamiento del núcleo, ensayo a ser desarrollado en el siguiente capítulo.

Una prueba adicional que se recomienda realizar es el FRA [12]. En dicha prueba es posible verificar que el transformador no haya sufrido modificaciones en su condición interna a lo largo de todo el trayecto, siempre y cuando se haya realizado la prueba en fábrica en las mismas condiciones.

Luego de finalizadas las revisiones, se procede a la descarga del transformador. La misma se realiza mediante grúas o aparejos, teniendo siempre cuidado con la repartición de las fuerzas, de modo tal que no se produzca un desequilibrio que pueda provocar la rotura de los elementos encargados del levantamiento. Para esto mismo es muy importante conocer el centro de gravedad del transformador.

Una vez descargado el transformador, se procede a moverlo hasta su emplazamiento final en caso de ser puesto en servicio en la brevedad, o a un punto transitorio donde quedará como reserva esperando ser trasladado dentro de la planta para en un futuro ser puesto en servicio.

Dichos movimientos se hacen con rieles sobre los cuales se montan las ruedas del transformador, y malacates para tirar de los mismos.





*Figura 2.24 - Rieles para el emplazamiento del transformador.*



*Figura 2.25 - Rueda del transformador sobre el riel.*

Una vez que el transformador se encuentra emplazado se procede a su armado.

Lo primero que se realiza es retirar el aire seco o nitrógeno del transformador, dejándolo en vacío por una cantidad de horas que dependerá de

la tensión nominal de la máquina [15]. El objetivo de realizar esto es retirar cualquier partícula de agua que pueda haber en el interior.

Lo ideal sería elevar la temperatura de los bobinados a su temperatura máxima de funcionamiento, de forma tal que de haber humedad en el papel, se evapore y se extraiga del transformador mediante el vacío. Una alternativa sería inyectar aceite caliente pulverizado a la cuba, mientras que la otra posibilidad es inyectar corriente a los bobinados y calentarlos por efecto Joule.

Cuando esto no es posible, se realiza el vacío simplemente a temperatura ambiente, a pesar de ser menos efectivo [15]. Una vez pasadas las 24hs de vacío se procede al llenado con aceite, y se colocan los accesorios como bushings, radiadores y ventiladores.

El paso final es realizar los ensayos correspondientes para verificar el correcto estado del transformador previo a su energización.

En caso de que el transformador esté destinado a ser reserva, se debe realizar un paso más. Cuando se emplaza en el lugar de reserva se debe dejar completamente armado, prácticamente listo para su energización [15] y se realizan las pruebas para verificar su condición posterior al transporte. Luego, cuando se decide que el transformador va a entrar en servicio, se tiene una nueva etapa de transporte.

Si bien la misma es de unos pocos metros dentro de la central, también se corre peligro de que se modifique su condición por algún golpe o movimiento brusco por lo que implica nuevamente el desarmado parcial de sus partes. Por esto mismo, una vez que es emplazado en la posición en la que será energizado, luego del armado y verificaciones ya mencionadas, se vuelven a realizar los ensayos que serán desarrollados en el siguiente capítulo.

## 2.4 Estadísticas de falla

Para poder determinar cuáles son las partes del transformador a las que hay que prestarle mayor atención a la hora del mantenimiento, resulta importante conocer y analizar las principales estadísticas de falla en transformadores. De esta forma se puede conocer cuáles son los elementos del transformador que más frecuentemente fallan.

En un estudio realizado por “Eskom Research and innovation” y por el Instituto de Transmisión de Potencia y Tecnología de Alta Tensión de la Universidad de Stuttgart [17], se determinó que, en transformadores GSU, la mayor cantidad de fallas se deben a un deterioro en el aislamiento, seguido de defectos en los arrollamientos y las conexiones de los mismos. A su vez, se pudo determinar que la mayoría de las fallas son del tipo térmico, es decir puntos calientes que terminan deteriorando el aislamiento. En segundo lugar se

encuentran las fallas del tipo mecánico, y en menor medida las del tipo dieléctricas, eléctricas y químicas.

En un estudio estadístico realizado por la Comisión Federal de Energía (CFE) de México [18], se encontró que, en transformadores de potencia, casi el 50% de las fallas registradas entre los años 1983 y 1998 se debieron a problemas en el aislamiento de los bobinados, y, en menor medida, a problemas en las conexiones de los mismos.

A su vez, en el Technical Brochure N°642 de CIGRÉ [19] se realiza una recopilación de estudios realizados por 21 países de estadísticas de falla en más de 20000 transformadores de potencia, diferenciando entre transformadores de estación transformadora y GSU. La principal conclusión que se extrae del estudio es que las unidades con mayor índice de fallos son las GSU con tensiones nominales entre 300 kV y 500 kV, tal como se puede ver en la figura 2.26. En dicho rango se encuentra el transformador bajo estudio.

También se pudo determinar que casi un 50% de las fallas ocurre en los bobinados, un 14,2% en los bushings de alta tensión, y un 12,6% en los terminales de alta tensión. El resumen de dicha estadística se presenta en la figura 2.27.

Por último, se analizan los modos de fallas en los transformadores GSU. En dicha estadística se puede ver que las fallas son en su mayoría por problemas térmicos, en segundo lugar dieléctricos, y luego mecánicos y eléctricos, tal como se observa en la figura 2.28.

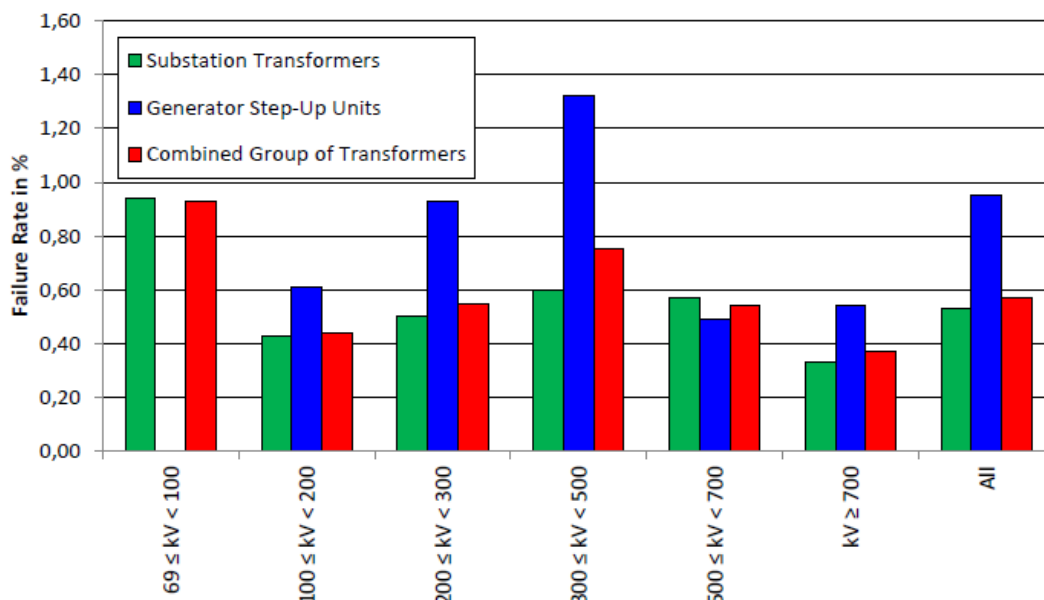


Figura 2.26 - Estadística de falla por tensión y tipo de transformadores [19].

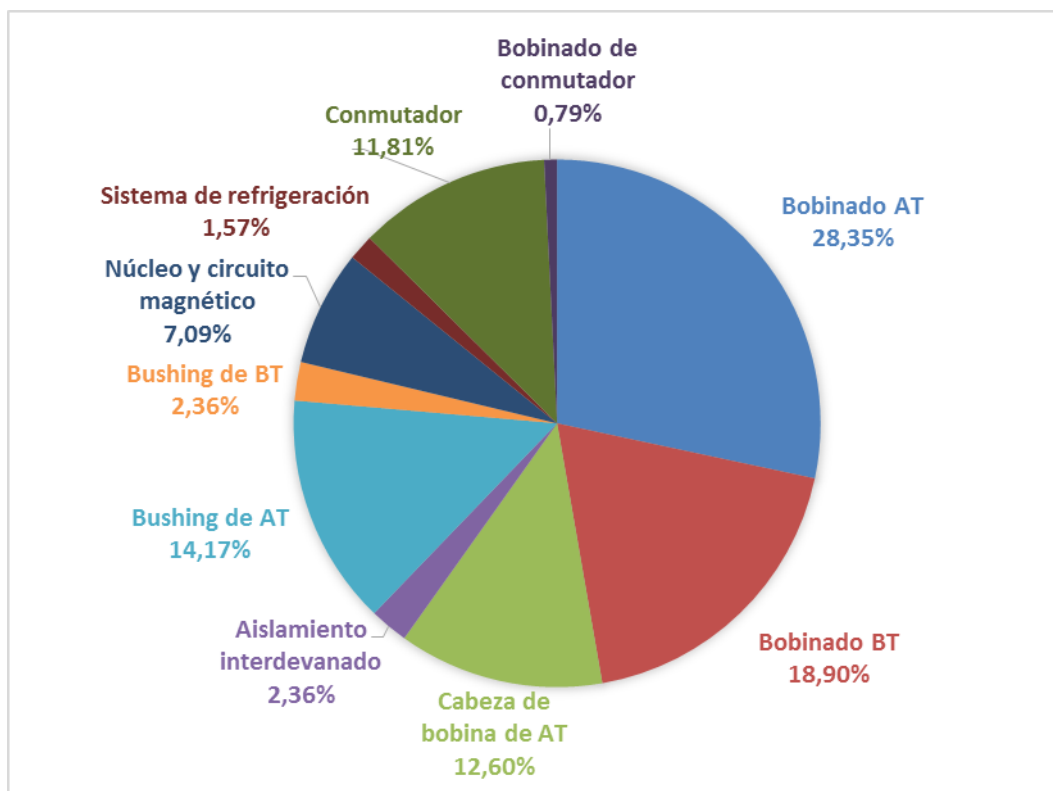


Figura 2.27 - Ubicación de fallas en transformadores GSU [19].

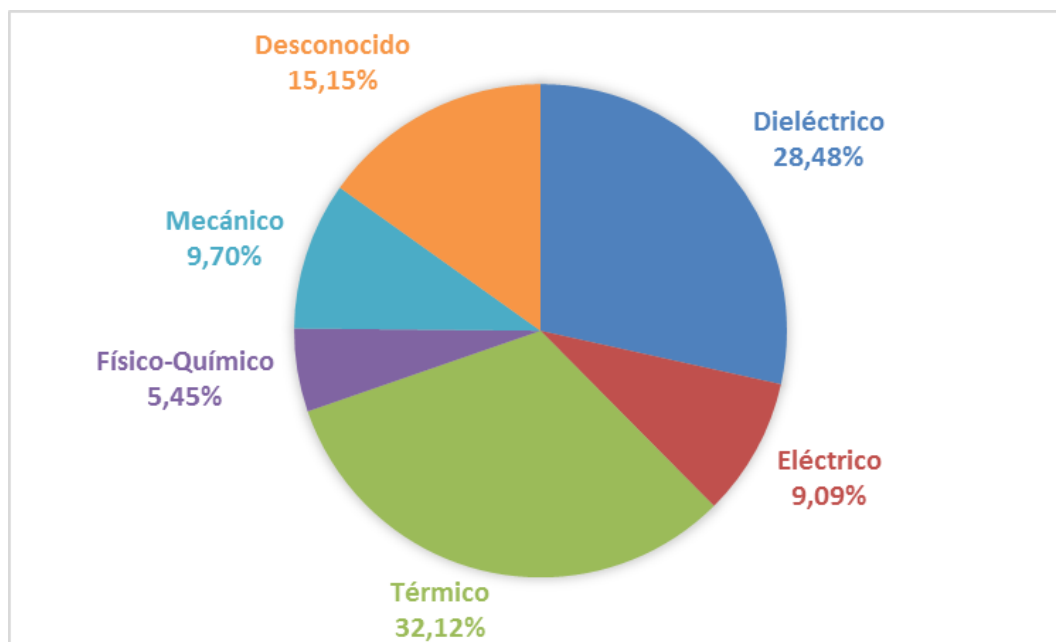


Figura 2.28 - Modos de falla de transformadores GSU [19].

Los tres estudios llegan a conclusiones similares: las fallas ocurren principalmente en los bobinados, por un deterioro de su aislamiento. A su vez,

los tres estudios coinciden en que los defectos son principalmente térmicos, y en menor medida dieléctricos y eléctricos.

Esto se puede explicar muy fácilmente, ya que los transformadores GSU suelen trabajar a máxima potencia la mayor parte del tiempo, y a su vez, debido a la gran relación de transformación que tienen, se manejan corrientes muy elevadas en el bobinado de media tensión, por lo que los puntos de conexión de las barras son críticos. Además, esto implica grandes campos magnéticos que pueden inducir corrientes de circulación en el núcleo generando puntos calientes y fallas del tipo térmico [20].

Analizando estas estadísticas, se puede concluir que el sistema de aislamiento de los transformadores puede ser considerado su talón de Aquiles, por lo que es muy importante tener ensayos orientados a determinar su condición. De igual manera, se deben tener pruebas que determinen la condición de los bobinados, de sus conexiones y del circuito magnético.

## **Capítulo III: Ensayos y controles de comisionado**

En el capítulo III se presentan los distintos ensayos que se deben realizar para determinar la condición del transformador. Se hace énfasis en el fundamento teórico de cada prueba, la metodología del ensayo, y, por último, se desarrolla un análisis para la interpretación de los resultados obtenidos.

### 3.1 Introducción

Ya conocidos los posibles problemas que puede sufrir un transformador durante su traslado, es necesario saber cómo detectarlos, para lo cual se han desarrollado distintos ensayos o pruebas que deben realizarse a la máquina previo a su energización.

Dichos ensayos tienen como finalidad determinar la condición general del transformador, y, a través de los resultados obtenidos, es posible tomar decisiones sobre qué acciones realizar sobre la máquina.

Además de verificar que el transformador no haya sufrido daños, es importante corroborar que su armado fue correcto. Si, por ejemplo, los bushings no fueron montados de manera correcta, es posible detectarlo a través de los ensayos.

Por otra parte, se deben verificar las polaridades de los TC, ya que una conexión incorrecta puede implicar que las protecciones no funcionen correctamente.

Por último, se debe asegurar que el aceite se encuentra en buenas condiciones, ya que de no estarlo puede conducir a un envejecimiento acelerado del aislamiento sólido. Por esto mismo es importante tratar el aceite y realizarle ensayos.

No se analizarán las pruebas que se le puedan hacer al sistema de protecciones, alarmas y control, al igual que a los sistemas auxiliares por exceder el alcance del presente trabajo.

Es importante remarcar que para todos los ensayos es necesario que el transformador esté fuera de servicio, aislado del circuito, asegurándose que la conexión a tierra sea adecuada. Si el transformador se encuentra sin aceite no debe realizarse ninguna prueba eléctrica ya que se corre el riesgo de generar descargas internas. Por último, se deben cortocircuitar los terminales secundarios de los transformadores de corriente ya que de lo contrario pueden inducirse tensiones peligrosas para su aislamiento [21].

En el presente trabajo se referirán a los terminales del lado de AT como H1, H2 y H3 para las fases y H0 para el terminal del neutro en caso de tenerlo. Para el lado de baja o media tensión se referirán como X1, X2 y X3 a las fases, y X0 al neutro en caso de tenerlo.

## 3.2 Clasificación

De acuerdo con el TB 445 de CIGRÉ [22] los ensayos para el diagnóstico de la condición de un transformador pueden clasificarse como básicos y avanzados.

Los ensayos básicos son 7:

- Relación de transformación
- Resistencia de devanados
- Corriente de magnetización
- Capacitancia y factor de disipación (tangente delta)
- Reactancia de dispersión
- Resistencia del aislamiento
- Aislamiento del núcleo

Los ensayos avanzados son 8, entre los cuales se encuentran el análisis de respuesta en frecuencia (también conocido como FRA por sus siglas en inglés: Frequency Response Analysis) y la espectroscopía en dominio de la frecuencia (conocido como FDS por sus siglas en inglés: Frequency Domain Spectroscopy).

Los demás ensayos avanzados se encuentran orientados al mantenimiento general de la máquina, tales como detección de descargas parciales, por lo que no serán analizados en el presente trabajo.

Por último se encuentran los ensayos en el aceite, tanto físico-químicos como análisis de gases disueltos. Los ensayos físico-químicos se pueden clasificar como básicos, complementarios, y de investigación especial. Son fundamentales para el diagnóstico integral del transformador.

A pesar de su importancia, no hay ninguna norma que indique cuales son los ensayos que deben realizarse de forma obligatoria. Sin embargo, la norma IEEE C57.152-2013: *“IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors”* [23] recomienda una secuencia de ensayos basada en la experiencia.

Los ensayos básicos deberían ser realizados en su totalidad, al igual que los ensayos en el aceite, ya que permiten detectar cualquier tipo de defecto que tenga el transformador. Mientras que de los ensayos avanzados, el más recomendado es el FRA, ya que, por ejemplo, permite detectar variaciones geométricas de los bobinados y del núcleo.

A su vez, se recomienda como prueba opcional al FDS, debido a que permite conocer el estado del aislamiento sólido y líquido.



Adicionalmente, se recomienda revisar el correcto funcionamiento de los equipos auxiliares, como ventiladores, bombas o medidores de flujo. Lo mismo debe realizarse para los dispositivos de control, indicadores de nivel de aceite y de puntos calientes [15].

Si bien los descargadores de sobretensión son externos al transformador, también se recomienda su verificación ya que son elementos fundamentales para la protección del mismo [23], al igual que los TC.

A continuación, se desarrollan los fundamentos teóricos de cada prueba, la metodología para realizarlos, y las pautas para interpretar correctamente los resultados obtenidos.

### 3.3 Ensayos

#### 3.3.1 Ensayo de Relación de Transformación

##### 3.3.1.1 Objetivos

El principio de funcionamiento de los transformadores está basado en la ley de inducción electromagnética, cuyo descubrimiento se le adjudica a Michael Faraday (Físico Británico, 1791-1867), con aporte de Heinrich Lenz (Físico Alemán, 1804-1865). La misma establece que una tensión es inducida debido a la variación de un campo magnético en el tiempo a través de una superficie [24].

En el caso particular de los transformadores, si se tiene un bobinado de  $N_1$  vueltas, el cual es alimentado por una tensión alterna  $U_1$ , se obtiene a la salida del segundo bobinado, de  $N_2$  vueltas, una tensión  $U_2 = U_1 \frac{N_2}{N_1}$ . Es decir que se obtiene una tensión secundaria proporcional a la relación de las vueltas de las espiras.

La relación de vueltas es un parámetro de diseño, el cual no debería modificarse a lo largo de la vida del transformador. Si esto pasara, sería un indicador de que se produjo un cortocircuito entre espiras, modificando la relación de transformación.

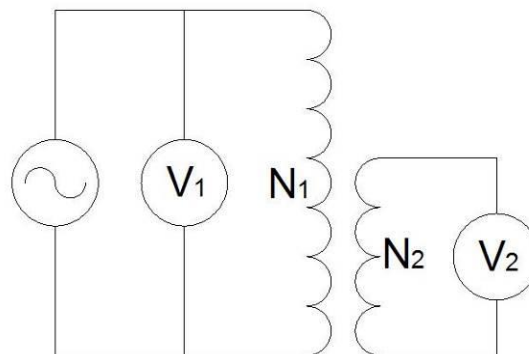
De esta manera, mediante el ensayo de relación de transformación, es posible detectar contactos entre espiras.

### 3.3.1.2 Metodología

#### 3.3.1.2.1 Relación de transformación en un transformador de potencia

Para la realización de esta prueba es necesario tener el núcleo completamente desmagnetizado, ya que en caso de haber una magnetización remanente los resultados pueden verse afectados [22].

Es una prueba monofásica. Es decir que en transformadores trifásicos se realiza en una fase a la vez. Se aplica una tensión reducida en los terminales de AT de una fase, y se miden tanto la tensión aplicada como la tensión inducida del lado de BT. La relación entre ambos será la relación de transformación. El equipo utilizado para la realización de la prueba generalmente se conoce como relaciómetro o TTR por sus siglas en inglés (Transformer Turns Ratio) [23].



*Figura 3.1 - Conexión para medición de la relación de transformación de una fase de un transformador.*

A su vez, la prueba permite verificar el grupo de conexión del transformador, lo cual es importante a la hora de conectar en paralelo al transformador con la red.

#### 3.3.1.2.2 Relación de transformación en un transformador de corriente

La función de los transformadores de corriente es dar información de la forma y el valor de la corriente que está circulando en el transformador. Dicha información puede ser usada con fines de medición exclusivamente, o puede ser utilizada para el accionamiento de las protecciones [25].

Los TC utilizan como bobinado primario al conductor principal del transformador, y como secundario una bobina alrededor de un núcleo de forma toroidal. Dicho de otra forma, la corriente que circula por el transformador de

potencia induce una tensión que genera una corriente en el bobinado secundario del TC. La relación de las magnitudes de estas corrientes está dada por la relación de transformación del TC.

Por lo tanto es necesario asegurarse que la relación de transformación del TC sea la indicada. Caso contrario las protecciones pueden no funcionar de manera adecuada.

Para realizar la prueba existen dos alternativas. La primera se conoce como inyección primaria, y consiste en inyectar corriente por el primario del TC, es decir el conductor principal del transformador de potencia, y medir la corriente que se genera en el secundario del TC. Dicha prueba es compleja ya que se necesita una fuente de potencia considerable para lograrlo.

La alternativa es realizar inyección secundaria, es decir aplicar una tensión en el secundario del TC de forma que circule una corriente por ese bobinado y se induzca una en el primario. Esta prueba es mucho más sencilla ya que se manejan bajos niveles de tensión y potencia.

La relación de transformación será simplemente la relación entre la corriente que circula por el primario y la que circula por el secundario.

Los TC tienen una curva de saturación que no es lineal para bajos valores de corriente ni para elevados valores. Por lo tanto se recomienda realizar la prueba con valores que se encuentren en la zona lineal de la curva de saturación del TC bajo ensayo.

La prueba también es útil para verificar el correcto conexionado de los TC verificando el desfase angular entre las corrientes medidas.

### *3.3.1.3 Interpretación de resultados*

#### *3.3.1.3.1 Interpretación de resultados en un transformador de potencia*

De acuerdo con [23], se admite una variación de hasta 0,5% con respecto a la relación de transformación de placa del transformador. Si el error es superior puede implicar que hay un cortocircuito entre espiras.

A su vez, si los resultados son completamente incoherentes, puede implicar que el grupo de conexión no es el supuesto, y se debe volver a realizar la prueba teniendo en cuenta el verdadero grupo de conexión.

### 3.3.1.3.2 Interpretación de resultados en un transformador de corriente

Los transformadores de corriente se clasifican según su clase de exactitud, es decir que tienen un error establecido en módulo y fase. Un error mayor al establecido no es admisible

Analizando el desfase entre las corrientes medidas es posible determinar si la polaridad de la conexión es correcta. Si el desfase es cercano a  $180^\circ$  significa que la conexión del TC debe invertirse.

## 3.3.2 Ensayo de Resistencia de Devanados

### 3.3.2.1 Objetivos

La parte activa de los transformadores está compuesta por el núcleo que provee el circuito magnético, y los bobinados, que forman el circuito eléctrico. Los bobinados son conductores de cobre, por lo que poseen una resistencia que va a estar determinada por la resistividad propia del material, la longitud del conductor, y su sección. Además, aparecen resistencias adicionales debido a las conexiones y soldaduras de las bobinas.

Elevados valores de resistencia pueden indicar soldaduras defectuosas, puentes dañados, o problemas en las conexiones de los bushings. En caso extremo puede implicar un circuito abierto, es decir, el corte de un conductor. Por otro lado, si la resistencia es muy baja comparada con los valores de referencia, puede implicar un cortocircuito entre espiras, haciendo que se acorte la longitud eficaz del conductor y por lo tanto reduciendo su resistencia.

### 3.3.2.2 Metodología

La prueba de resistencia de devanados es una prueba que se realiza para cada bobina. Es decir que para transformadores trifásicos de dos arrollamientos se deben realizar 6 mediciones: tres para las bobinas de AT y tres para las bobinas de MT/BT.

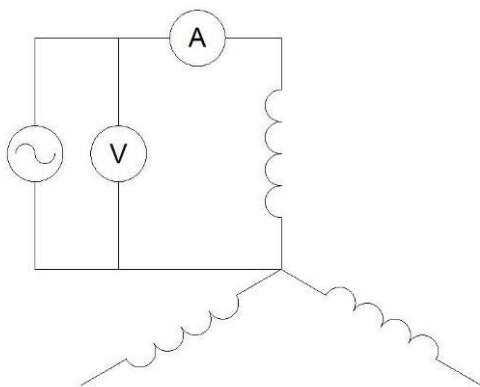
El modelo circuital de un bobinado es básicamente de una resistencia  $R$  en serie con una inductancia  $L$ . Por esto mismo, si se aplica una tensión continua entre los dos bornes de la bobina se obtendrá una respuesta transitoria en la que la corriente aumentará hasta estabilizarse en un valor constante. El tiempo que tarde en estabilizarse dependerá de la relación  $L/R$ . Una vez que esto sucede, toda la tensión aplicada cae sobre la resistencia, ya que la variación de la

corriente es despreciable y por lo tanto la caída de tensión en la inductancia también es despreciable [26].

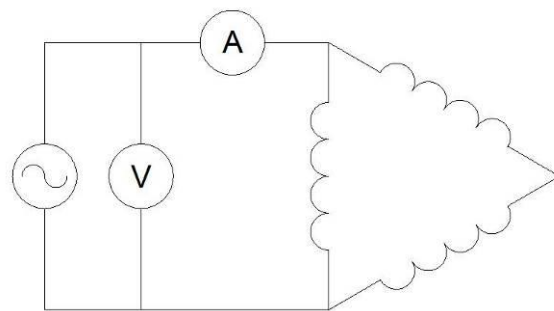
De esta forma, se puede concluir que aplicando una tensión continua de valor conocido, y midiendo la corriente que se genera una vez finalizado el transitorio, es posible determinar el valor de la resistencia del devanado a través de la ley de Ohm:  $R = V/I$ .

La corriente que circula debe ser lo suficientemente grande como para magnetizar al núcleo, pero no tan alta como para producir calentamiento en los conductores, condición que afectaría a la medición. La corriente debe ser menor al 15% del valor de la corriente nominal [23].

En el caso de los transformadores conectados en estrella se aplica una tensión entre fase y neutro, por lo que la medición es directa, como se puede apreciar en la figura 3.2a. Sin embargo, en los bobinados conectados en delta se tiene, en paralelo con la resistencia a medir, las resistencias de los dos bobinados restantes conectadas en serie, tal como se puede ver en la figura 3.2b



*Figura 3.2a - Medición de resistencia de devanado conectado en estrella.*



*Figura 3.2b - Medición de resistencia de devanado conectado en triángulo.*

Es importante remarcar que al aplicar una tensión continua al bobinado se produce la magnetización del núcleo. Dicha magnetización puede afectar a los resultados obtenidos en ensayos posteriores, por lo que es necesario proceder a desmagnetizarlo antes de proseguir con los ensayos. Para realizar la desmagnetización se deben aplicar ciclos de corriente continua de polaridad positiva y negativa alternadamente, reduciendo su amplitud cada ciclo hasta alcanzar valores de magnetización remanente despreciables.

### 3.3.2.3 Interpretación de resultados

En primer lugar, es importante que todas las mediciones sean referidas al mismo valor de temperatura, ya que de no ser así sería imposible comparar mediciones realizadas con distintas condiciones climáticas. Lo usual es referir las mediciones a 75°C.

Para referir los valores a la temperatura de referencia se utiliza una fórmula, en la cual los coeficientes dependen del material de los bobinados. Para bobinados de cobre la fórmula es la siguiente [9]:

$$R_{75^{\circ}C} = R_{med} \frac{234.5 + 75}{(234.5 + T_{med})}$$

Donde  $R_{med}$  y  $T_{med}$  son los valores de resistencia medida y la temperatura del bobinado en el momento de la medición respectivamente, y 234,5 es una constante que relaciona la variación de la resistencia con la temperatura en el cobre.

Ya que medir la temperatura del bobinado puede ser difícil, se puede estimar que su temperatura será igual a la temperatura promedio del aceite siempre y cuando el transformador haya estado desenergizado por al menos 3 hs [27].

Una vez referidos a 75°C, hay tres formas de analizar los resultados obtenidos: comparándolos con los valores de fábrica, comparándolos con mediciones de campo anteriores, y comparando los valores de las distintas fases entre sí [28].

Se considera aceptable una desviación del 3% de los valores entre fases. Si se desea comparar con los valores de fábrica o mediciones anteriores se acepta hasta 5% de desviación debido a que es muy difícil reproducir las condiciones de laboratorio [23].

### 3.3.3 Ensayo de Capacitancia y Factor de Disipación

#### 3.3.3.1 Objetivos

El sistema de aislamiento está compuesto mayoritariamente por papel y aceite. Las propiedades dieléctricas de ambos materiales se ven afectadas por distintos factores que contribuyen a la degradación del sistema aislante, como por ejemplo la humedad [29]. Dicha degradación se traduce en pérdidas dieléctricas, es decir pequeñas corrientes que circulan a través del aislamiento.

Los devanados del transformador se encuentran separados entre sí y separados de los puntos a tierra por el sistema de aislamiento. El mismo puede

ser modelado como una red de capacitancias con resistencias asociadas que representan sus pérdidas [9]. Un aislamiento ideal significa que la resistencia asociada a cada capacitancia es nula, pero eso no existe en ningún caso [5]. Por lo tanto, se desea que dichas resistencias sean lo menores posibles.

Existen principalmente tres partes del aislamiento que se deben verificar: entre las bobinas de AT y las de BT, entre AT y tierra, y entre BT y tierra.

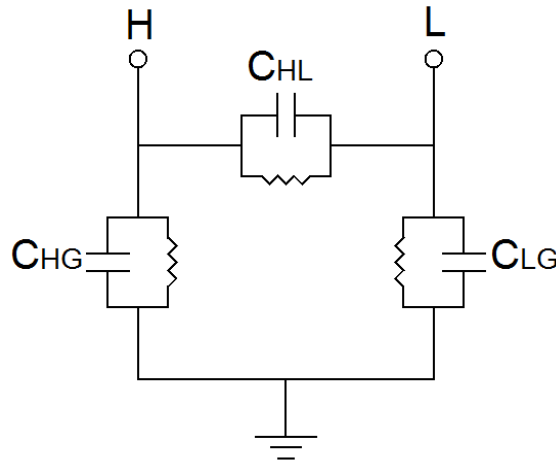


Figura 3.3 - Modelo equivalente del sistema aislante.

Se puede decir que la condición del aislamiento es mejor mientras menor sean sus pérdidas dieléctricas. Para determinar las pérdidas en el aislamiento se definen los conceptos de factor de potencia (FP) y factor de disipación (FD) o tangente  $\delta$ . El factor de potencia es la relación porcentual entre la componente resistiva de la corriente y la corriente total, mientras que el factor de disipación es la relación porcentual entre la componente resistiva y la capacitiva de la corriente.

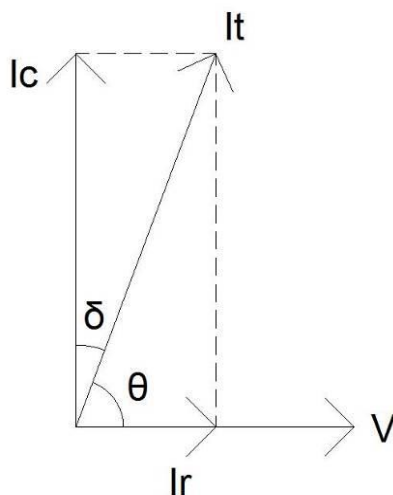


Figura 3.4 – Diagrama fasorial del aislamiento.

La componente capacitiva es considerablemente mayor que la resistiva, por lo que la diferencia entre el FP y el FD es despreciable para rangos que van del 0 al 10% [9]. Es decir que para determinar las pérdidas dieléctricas es indiferente medir cualquiera de los dos valores. Históricamente en Estados Unidos se utiliza el FP mientras que en Europa y los países asociados a sus normas utilizan el FD [22].

Un elevado FD puede ser indicador de fallas en el aislamiento, o de contenido de humedad en el aislamiento sólido.

La otra variable de importancia que debe medirse es la capacitancia del aislamiento, ya que modificaciones en la misma pueden deberse a modificaciones geométricas del sistema de aislamiento.

Esta prueba no sólo se realiza en los bobinados de los transformadores, sino que también es importante realizarla en los bushings del mismo, para determinar la condición de su aislamiento.

Adicionalmente, es recomendable realizarla en los descargadores de sobretensión ya que un mal funcionamiento de los mismos implica que el transformador no se encuentre protegido contra las sobretensiones provenientes de la red.

El valor del FD está muy influenciado por la temperatura, por lo que se deben referenciar los valores medidos a una temperatura que suele ser de 20°C.

Sin embargo, su corrección a un valor de referencia es poco precisa, por lo que se deben realizar las mediciones en temperaturas mayores a 10°C pero inferiores a 40°C. Mientras más cercanas a 20°C se hagan las mediciones, más preciso será el resultado [30].

La experiencia ha demostrado que no hay ninguna curva que se adapte a todos los casos, ya que la dependencia del FD con la temperatura depende de la condición del aislamiento, por lo que no se debería aplicar ninguna corrección por temperatura de tablas generales [30].

Sin embargo hay equipos que, basándose en la ley de Arrhenius, realizan un barrido en frecuencia del FD para poder determinar cómo es la variación del FD con la temperatura, y por lo tanto permiten calcular un factor de corrección particular para el objeto bajo ensayo, lo cual se traduce en mediciones más precisas y comparables con mediciones anteriores. Dicho factor se conoce como ITC por sus siglas en inglés (Individual Temperature Correction).



### 3.3.3.2 Metodología

#### 3.3.3.2.1 Medición de capacitancia y FD de transformador trifásico

Para realizar la prueba se deben cortocircuitar los bornes de alta tensión entre sí y los de baja tensión entre sí. En caso de que haya una conexión en estrella con neutro accesible, el mismo también debe ser cortocircuitado con los tres bornes restantes.

La medición consiste en aplicar una tensión conocida en módulo y fase a un terminal y medir la corriente, también en módulo y fase, en el otro terminal. La tensión aplicada es normalmente de 10 kV [30] aunque, si el aislamiento está en buenas condiciones, el valor de FD es independiente de la tensión. Sin embargo, mientras mayor es la tensión de prueba, mayor será la relación señal/ruido y por lo tanto aumenta la calidad de la medición.

A partir de los valores medidos se calculan las capacitancias y el FD. Dependiendo de la conexión utilizada se podrán medir las capacitancias individuales del modelo equivalente mostrado en la figura 3.3, y combinaciones entre ellas.

Hay tres tipos de conexiones que se utilizan para medir las distintas capacitancias del sistema aislante.

La primera, conocida como UST por sus siglas en inglés (Ungrounded Specimen Test), implica que tanto el punto donde se aplica tensión como el de medición se encuentran separados de tierra tal como se puede ver en la figura 3.5

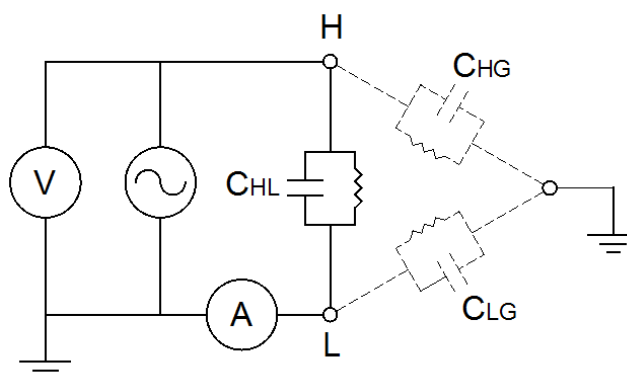


Figura 3.5 - Conexión UST.

Tal como se puede observar en la figura 3.5 al utilizar una conexión UST se puede medir la capacitancia  $C_{HL}$ , es decir, entre devanados.

El segundo tipo de conexión se conoce como GST (Grounded Specimen Test) y se caracteriza por colocar la punta de medición a tierra, lo que circuitalmente equivale a medir un paralelo entre  $C_{HL}$  y  $C_{HG}$ , y por lo tanto la suma de ambas. Dicha conexión se puede observar en la figura 3.6

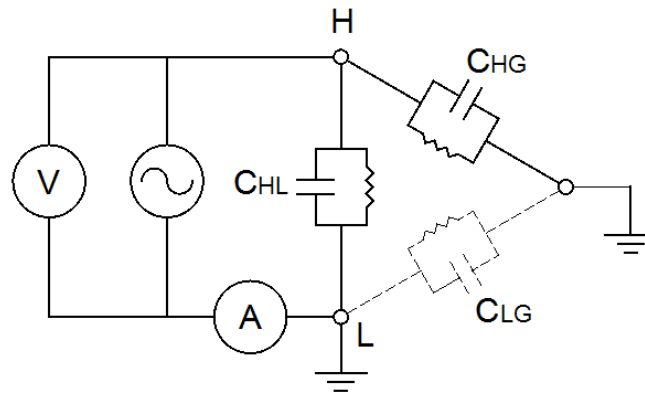


Figura 3.6 - Conexión GST.

El último tipo de conexión se conoce como GSTg (Grounded Specimen Test with Guard) y es similar a la conexión GST con la diferencia que se utiliza una guarda cuya función es separar los valores de la medición GST para un análisis individual de las partes. En la figura 3.7 se puede observar la conexión GSTg.

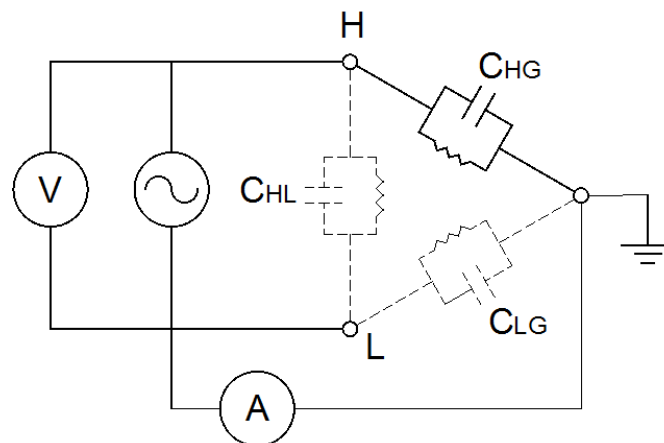


Figura 3.7 - Conexión GSTg.

Las pruebas que se realizan implican 6 mediciones y 2 verificaciones que son combinaciones de las mediciones tal como se muestran en la tabla 3.1

*Tabla 3.1- Conexiones para medición de capacitancia en transformadores trifásicos.*

Prueba	Energizado	Tierra	Guardia	UST	Medido	Notas
1	AT	BT	-	-	CHG+CHL	Verificación
2	AT	-	BT	-	CHG	Devanado AT/tierra
3	AT	-	-	BT	CHL	Interdevanado
4	-	-	-	-	CHL'	Prueba 1-Prueba 2
5	BT	AT	-	-	CLG+CHL	Verificación
6	BT	-	AT	-	CLG	Devanado BT/tierra
7	BT	-	-	AT	CHL	Interdevanado
8	-	-	-	-	CHL'	Prueba 5-Prueba 6

En el caso de las primeras tres pruebas se debe conectar el terminal de alta tensión en el bobinado de alta tensión, y el cable de baja tensión en el bobinado de baja tensión. La prueba número 4 consiste en restar los valores de capacitancia medidos en la prueba 1 y en la prueba 2. El resultado debería ser muy cercano al de la prueba 3.

Para las pruebas de 5 a 8 se invierten las conexiones, es decir que la punta de alta tensión se conecta en los bobinados de BT y el cable de baja tensión en los terminales de AT.

#### 3.3.3.2.2 Medición de capacitancia y FD de bushings

Tal como fue explicado, los bushings del tipo condensador están conformados por el conductor principal, un aislamiento de papel impregnado en aceite con láminas conductoras intercaladas entre sí, aceite, y un aislador cerámico.

Adicionalmente, de la lámina conductora exterior se tiene un borne disponible conocido como tap para la realización de pruebas en el bushing.

Dicha configuración puede verse como una serie de capacitancias intercaladas entre el conductor y el tap, y entre el tap y tierra. La capacitancia equivalente entre el conductor y el tap se conoce como C1, mientras que la capacitancia debida al aislamiento del tap, es decir entre tap y tierra, se conoce como C2.

En la figura 3.7 se puede ver el modelo equivalente eléctrico del aislamiento.

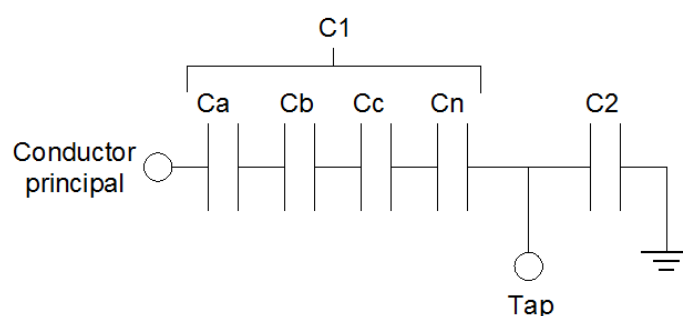


Figura 3.8 - Modelo eléctrico del aislamiento del bushing.

Utilizando los mismos principios que en el caso de un transformador se pueden medir ambas capacitancias mediante una conexión UST. Para la medición de la capacidad C1 se conecta la punta de alta tensión en el borne del transformador, y el cable de baja tensión en el tap.

Se recomienda tener todo el lado de AT cortocircuitado entre sí, al igual que el lado de BT, para reducir la influencia de la inductancia de los bobinados [31]. Para la medición de C2 se conecta la punta de AT en el tap y el cable de BT a tierra. La tensión de prueba es de 10 kV siempre y cuando el aislamiento del bushing lo permita.

Suele medirse únicamente C1 debido a que representa la mayor parte del aislamiento. Sin embargo, en los casos en que los resultados obtenidos en esa primera medición son dudosos, se recomienda realizar la medición de C2 para un diagnóstico integral de los bushings y poder discernir si el problema se encuentra en el aislamiento del bushing propiamente dicho, o en el aislamiento del tap. La tensión de prueba dependerá de la tensión nominal del tap, pero suele realizarse a 2,5 kV o 5 kV.

### 3.3.3.2.3 Medición de capacitancia y FD de descargadores de sobretensión

El concepto para la medición del FD y capacitancia de un descargador de sobretensión es el mismo ya explicado. En este caso se verificará el aislamiento entre su parte activa y tierra.

Los descargadores se conectan entre la línea y tierra con el objetivo de limitar las sobretensiones que puedan llegar a aparecer en la línea. Si el aislamiento de uno de ellos fallara, se tendría un cortocircuito monofásico en bornes del transformador, situación poco deseable. Por esto mismo es necesario verificar la integridad del aislamiento del mismo.

Los descargadores están compuestos por discos de óxido de metal, normalmente óxido de zinc. Muchas veces se encuentran armados en varias etapas conectadas en serie, por lo que se debe verificar el factor de dispersión de todas las etapas independientemente.

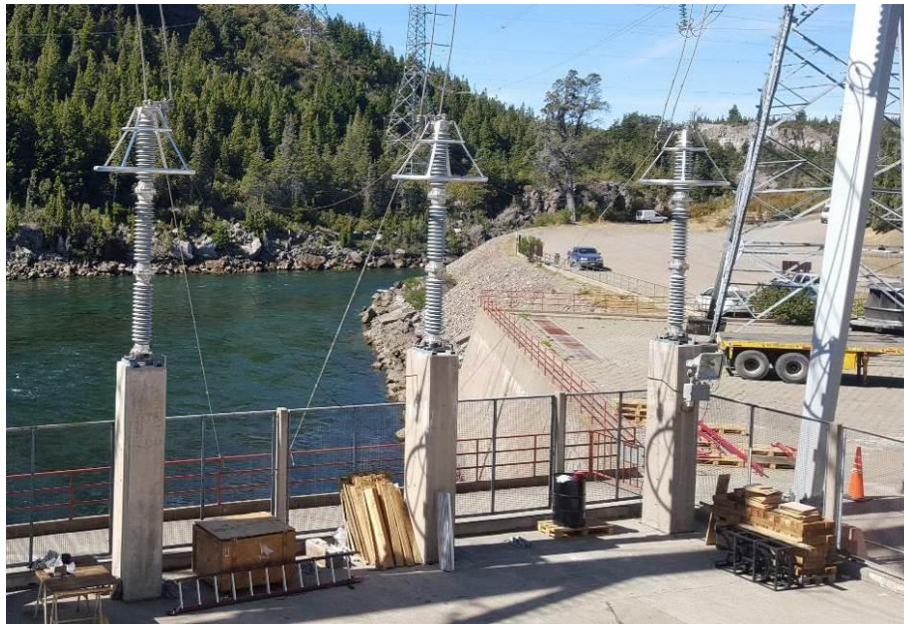


Figura 3.9 - Descargadores de sobretensión de tres etapas.

Para la medición de cada etapa se utiliza una configuración UST colocando la punta de alta tensión en el punto superior de cada etapa, y colocando el cable de baja tensión en la masa de cada descargador. Esto es válido excepto para la última etapa, es decir la que estará conectada a tierra. En este caso es necesario realizar una conexión GST. La tensión de ensayo para todos los casos es de 10 kV.

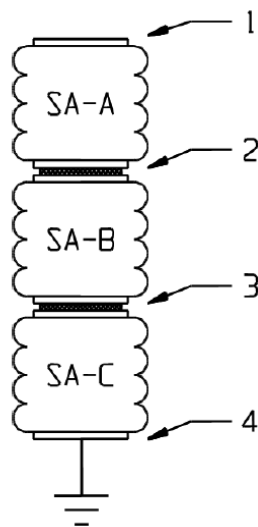


Figura 3.10 - Descargador de sobretensión de tres etapas [32].

Respetando la numeración utilizada en la figura 3.10 se puede armar una tabla indicando la conexión utilizada para cada etapa.

Tabla 3.2 - Conexiones para medición de C y FD en descargador de tres etapas.

Prueba	Conexión	Punta AT	Cable BT	Medido
1	UST	1	2	Descargador A
2	UST	2	3	Descargador B
3	GST	3	4	Descargador C

### 3.3.3.3 Interpretación de resultados

#### 3.3.3.3.1 Interpretación de resultados en transformador trifásico

Para poder interpretar adecuadamente los resultados de las mediciones efectuadas en un transformador trifásico es necesario primero verificar que las mediciones hayan sido realizadas de manera correcta. Una forma de verificarlo es comparando los valores de las pruebas 3 y 4 entre sí, y 7 y 8 entre sí. Los valores de capacitancia no deberían diferir en más de un 5% entre ellos.

La capacitancia del aislamiento de cada transformador es distinta, ya que depende del método constructivo y de los materiales, y por lo tanto no es posible obtener valores de referencia que se ajusten a todos los transformadores. Sin embargo, es útil comparar los valores de capacitancia con mediciones previas, ya que los mismos no deberían modificarse, salvo que haya algún defecto.

La capacitancia no debería modificarse más de un 5% con respecto al valor de referencia, que puede ser el de fábrica. En caso de que se modifique entre un 5% y un 10% se recomienda realizar una investigación más profunda para detectar el problema. Si la variación es mayor al 10% se recomienda no energizar el transformador [23].

La capacitancia es un parámetro que depende de los materiales del sistema aislante, y de la geometría del transformador, principalmente de la disposición de las bobinas. La principal causa para la modificación de la capacitancia es el movimiento de las bobinas dentro del transformador.

De la misma manera, la capacitancia entre dos electrodos también depende del material dieléctrico que los separa. Por lo tanto, si hay variación en la constante dieléctrica del sistema aislante por deterioro del papel, contaminación, humedad o daño físico, también se podrá detectar una modificación en la capacitancia del sistema.

El otro parámetro que se debe analizar es el FD. Debido a que los transformadores de mayor tensión nominal tienen una sollicitación eléctrica mayor, es razonable exigir que tengan un FD más bajo que transformadores de menor tensión nominal. Para transformadores nuevos con tensiones mayores que 230 kV se exige que el factor de disipación al momento de la energización sea menor a 0.5% a 20°C [23].

Un FD mayor puede deberse a fallas del sistema aislante, contaminación del aceite con humedad o ácidos, humedad en el papel, descargas parciales, o cortocircuitos entre las láminas conductoras de los bushings.

Una última herramienta que otorgan algunos fabricantes es un factor que indica la dependencia del FD con la tensión de ensayo. Idealmente en un transformador con aislamiento líquido, el FD debería ser independiente de la tensión aplicada. En caso de no serlo puede ser un indicador de contaminación del aislamiento o presencia de descargas internas [5].

La experiencia indica que si este factor fuera superior al 0,05% se recomienda la realización de una prueba llamada Tip-Up, o gradiente de tangente delta. La prueba consiste en aumentar la tensión de forma escalonada entre 1 kV y 10 kV midiendo el FD en cada escalón de tensión. Si el FD se modifica con la tensión, es probable que la causa sean descargas parciales o contaminación del aislamiento.

#### 3.3.3.3.2 Interpretación de resultados en bushings

Al igual que en el aislamiento de un transformador, una variación en la capacitancia del bushing implica alguna modificación de su condición interna. Esto puede suceder por láminas cortocircuitadas, contaminación o deterioro del sistema aislante. Una baja capacitancia puede estar asociada a daños en el transporte [31].

Si la capacitancia se modifica más de un 5% con respecto al valor de referencia se debe analizar la posibilidad de no energizar el bushing [23].

En el caso del FD se considera como valor límite 0,5% a 20°C. Valores superiores requieren un análisis más profundo del caso [33]. A su vez, otro parámetro útil para el diagnóstico es verificar la variación del FD con respecto a mediciones anteriores. Si el aumento es entre 1.5 y 2 veces se recomienda aumentar la frecuencia de las pruebas. Si el FD se triplica con respecto a la medición inicial se recomienda sacarlo de servicio [23].

#### 3.3.3.3.3 Interpretación de resultados en descargadores de sobretensión

Si bien no existen normas ni recomendaciones internacionales para el análisis del factor de disipación en descargadores de sobretensión, es posible realizar un análisis basado en la evolución de las mediciones, y comparativo entre las tres fases.

Un parámetro importante para la evaluación de la condición de los descargadores es la potencia disipada a una determinada tensión. La misma



debe mantenerse constante a lo largo del tiempo, por lo que es un parámetro utilizado para comparar entre las distintas mediciones.

A su vez, si bien los valores de FD y capacitancia de las tres etapas suelen ser distintos, es importante que para las tres fases coincidan los valores en la misma etapa. En caso de encontrar diferencias en una fase es posible que haya algún defecto en esa etapa del descargador.

Es importante realizar las mediciones en condiciones ambientales de temperatura y humedad lo más parecidas posible, ya que las mediciones se ven afectadas por ambos parámetros, y no hay ningún método para la corrección de los valores obtenidos.

### 3.3.4 Ensayo de Reactancia de Dispersión

#### 3.3.4.1 *Objetivos*

En un transformador ideal, todo el flujo magnético generado por la corriente circulante en un bobinado se concatena con el otro bobinado. En los transformadores reales esto no sucede, y se tiene una cantidad de flujo magnético no concatenado o disperso. Esto puede ser representado circuitualmente como una inductancia en serie con el bobinado, y por lo tanto una reactancia inductiva.

Dicha inductancia no disipa potencia, lógicamente, pero sí produce una caída de tensión dependiente de la carga que afecta a la regulación de tensión del transformador. Por esto mismo se desea que la reactancia sea baja.

Sin embargo, mientras menor es la reactancia, mayor es la potencia de cortocircuito del transformador, por lo que se debe tener cuidado a la hora de la especificación del transformador.

La reactancia de dispersión es un parámetro que depende exclusivamente de la frecuencia y del flujo no concatenado. El flujo no concatenado depende del método constructivo del transformador, es decir de su geometría.

La modificación de la geometría de los bobinados puede ocurrir por dos principales motivos. En primer lugar por los esfuerzos electrodinámicos generados por una elevada corriente de falla. En segundo lugar por daños ocurridos en la etapa de transporte y emplazamiento.

La prueba de reactancia de dispersión, también conocida como impedancia de cortocircuito, permite detectar modificaciones de la geometría de los bobinados.

### 3.3.4.2 Metodología

Para la realización de la prueba de reactancia de dispersión existen dos posibilidades: realizarla de forma monofásica o de forma trifásica.

En fábrica la prueba suele realizarse de forma trifásica. Consiste en cortocircuitar el bobinado de BT, y se aplica una tensión reducida en el bobinado de AT, asegurándose que la corriente que circula sea la nominal. Midiendo la impedancia y las pérdidas, es decir potencia activa, es posible determinar la reactancia de dispersión como el promedio de las tres fases.

Sin embargo, en campo la prueba se realiza de forma monofásica ya que se requeriría de una fuente de elevada tensión y potencia para poder inyectar la corriente nominal. En el caso de la prueba monofásica, se aplica una tensión reducida entre los dos terminales de una bobina de AT teniendo los dos terminales de la bobina concéntrica de BT cortocircuitados.

Para conocer la impedancia se mide la corriente que circula por el lado de AT y la tensión aplicada. La reactancia es la parte imaginaria de dicha impedancia, y por lo tanto, midiendo la potencia disipada se puede conocer la parte real de la impedancia (es decir la resistencia) y se despeja matemáticamente el valor de la reactancia [22].

### 3.3.4.3 Interpretación de resultados

Para analizar los resultados de la medición monofásica de reactancia de dispersión es necesario tener en cuenta algunas consideraciones. Idealmente, la suma de las tres reactancias medidas debería ser igual al valor de placa. Sin embargo, debido a las diferencias en las condiciones de la medición puede darse el caso de que haya diferencias entre ambos valores, a pesar de encontrarse en perfectas condiciones.

De todos modos, el valor de placa es una buena referencia para los casos en que no se tiene registro de mediciones anteriores con la técnica monofásica.

Variaciones en la reactancia de dispersión implican generalmente una modificación en la geometría de los bobinados.

Una forma de analizar los resultados es comparar el valor individual de cada fase con el promedio de los tres valores medidos. La diferencia no debería ser mayor al 3% [23].

A su vez, cuando se cuenta con mediciones previas, se comparan los valores medidos con la referencia. Se consideran significativas las modificaciones superiores al 3% de la referencia [23].

En los casos que no se cuente con una referencia, es importante realizar la prueba para permitir futuras evaluaciones del parámetro.

### 3.3.5 Ensayo de Corriente de Magnetización

#### 3.3.5.1 Objetivos

Un transformador ideal en vacío, presenta una corriente nula. Sin embargo, los transformadores reales en vacío tienen una pequeña corriente llamada corriente de magnetización o de excitación. Esto se debe a que para que se pueda establecer un flujo magnético que induzca una tensión en el secundario es necesario que circule una corriente por el primario [34].

La corriente de magnetización, por las características de la curva de histéresis del núcleo, no es sinusoidal pura, sino que tiene un alto contenido armónico. En la figura 3.11 se puede ver un gráfico compuesto por la curva de histéresis o B-H, la tensión de excitación en función del tiempo, y la corriente de excitación en función del tiempo.

Se puede concluir que la corriente de excitación es altamente dependiente de la condición del núcleo magnético, al igual que de la relación de las espiras del transformador. Por lo tanto es posible detectar tanto defectos en el núcleo, como cortocircuitos entre espiras que modifiquen la relación de transformación.

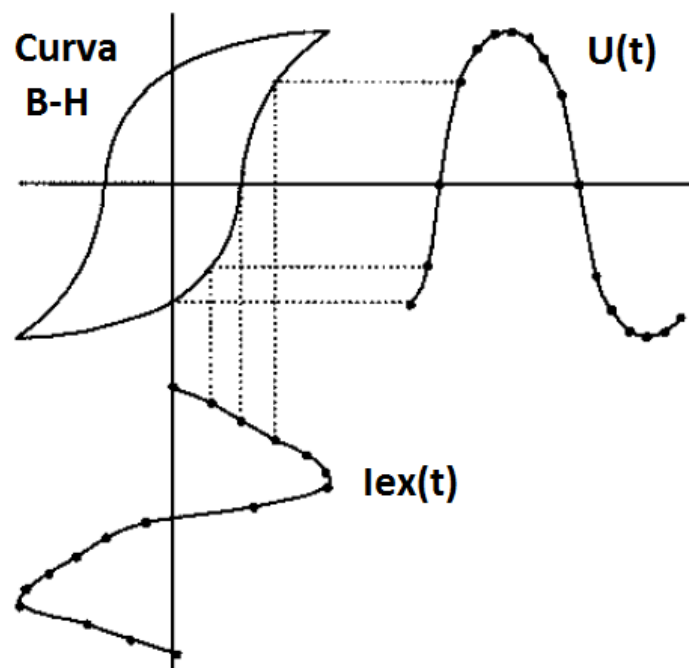


Figura 3.11 - Curvas B-H,  $U(t)$  y  $I_{ex}(t)$  de un transformador en vacío [8].

### 3.3.5.2 Metodología

La prueba de corriente de excitación es una prueba monofásica, es decir que debe realizarse por separado para las tres fases. La prueba consiste en aplicar una tensión en cada bobina del lado de AT teniendo las del lado de BT en vacío, y medir la corriente que circula y las pérdidas generadas.

Si el transformador se encuentra conectado en triángulo en el lado de AT, las tres mediciones a realizar son entre H1-H2, H2-H3 y H3-H1.

Si el transformador tiene una conexión estrella en el lado de AT, las tres mediciones son con respecto al neutro, es decir H1-H0, H2-H0 y H3-H0, aplicando la alta tensión en la fase y midiendo por el neutro.

En el lado de baja tensión deben estar las tres fases en vacío, y en caso de poseer neutro accesible debe ir conectado a tierra [23].

La prueba podría realizarse excitando del lado de AT o del lado de BT. Sin embargo se suele realizar desde el lado de AT debido a que las corrientes que se manejan son considerablemente menores que en el lado de BT.

La tensión aplicada está limitada por la tensión nominal del transformador. En el caso de transformadores de alta tensión, el límite está impuesto por el equipo de prueba. Al igual que en la prueba de factor de disipación, en caso de ser posible, se aplican 10 kV, por lo que se puede utilizar la misma fuente para realizar las dos pruebas. La configuración utilizada para realizar esta prueba con un equipo de FD es UST [22].

Al ser una prueba que verifica la condición magnética del transformador, los resultados serán sensibles a la magnetización remanente del núcleo. Por esto mismo se recomienda no realizarla después de pruebas con corriente continua que dejen una elevada magnetización en el núcleo.

Sin embargo, ya que algunos equipos de medición de resistencia de devanados cuentan con la posibilidad de desmagnetizar el núcleo una vez finalizada la prueba, sería apropiado realizar la prueba de resistencia de devanados en primer lugar, y luego desmagnetizar el núcleo. De esta forma, se garantiza que el núcleo estará desmagnetizado para todas las pruebas posteriores.

En el caso de transformadores de reserva que nunca fueron puestos en servicio esto no es necesario, ya que, al no haber sido energizados nunca, no poseen magnetización remanente alguna.

Cuando el transformador es ensayado en fábrica se le realiza la prueba de pérdidas y corriente en vacío, que implica excitar al transformador en su tensión nominal. Ya que es difícil alcanzar niveles de alta tensión en fábrica, dicha prueba se realiza excitando por el lado de baja tensión, a pesar de tener

que manejar corrientes más elevadas. Por esto mismo, no es posible comparar los resultados del ensayo en fábrica con los de campo en muchos casos.

### 3.3.5.3 Interpretación de resultados

Los transformadores trifásicos pueden construirse con núcleos de tres columnas o de 5 columnas. La principal diferencia entre ambos métodos constructivos es la dependencia de los circuitos magnéticos de las tres fases.

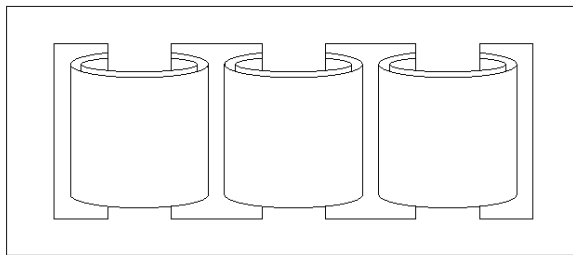


Figura 3.12a - Transformador de 5 columnas o acorazado.

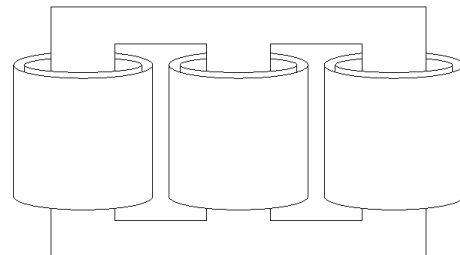


Figura 3.12b - Transformador de 3 columnas.

En el caso de los transformadores de 5 columnas, también llamados acorazados, los circuitos magnéticos de las 3 fases son independientes entre sí. Magnéticamente son equivalentes a un banco de tres transformadores monofásicos [34]. Por estas características, en este tipo de transformadores, las corrientes de magnetización de las tres fases deberían ser iguales entre sí.

Sin embargo, en los transformadores de 3 columnas los circuitos magnéticos son compartidos. La reluctancia del circuito de la fase central es menor a la de los circuitos de las dos fases laterales. Por esto mismo, las corrientes de magnetización de las fases externas serán iguales entre sí, pero distintas a la de la fase central. La fase central tendrá una corriente que puede ser hasta un 30% menor que la de las fases laterales.

No hay valores típicos de corriente de magnetización ya que la misma depende del tipo constructivo particular de cada transformador, por lo que para interpretar los resultados del ensayo es necesario compararlos con mediciones anteriores. También se deben comparar los valores de las tres fases entre sí teniendo en consideración lo expuesto en los párrafos anteriores.

De acuerdo con [22], la diferencia entre las corrientes de las fases exteriores suele ser de hasta un 5%, mientras que la corriente de la fase central puede ser hasta un 30% menor.

### 3.3.6 Ensayo de Resistencia del Aislamiento

#### 3.3.6.1 Objetivos

El objetivo de la prueba de resistencia del aislamiento es caracterizar la condición del sistema aislante del transformador. La prueba consiste en medir la resistencia que presentan las distintas partes del aislamiento interno, es decir el aislamiento entre cada fase y tierra y el aislamiento entre fases.

Idealmente un transformador debería tener una resistencia de aislamiento infinita, pero eso es imposible ya que, como fue explicado previamente, todo sistema aislante tiene pérdidas.

La prueba se suele conocer como *megado*, porque la resistencia medida suele estar en el orden de los MΩ. El equipo utilizado para su medición se llama megóhmetro, aunque en la jerga se le suele llamar *Megger*, ya que fue la primera marca que comercializó dicho producto.

Actualmente, las técnicas como factor de disipación y capacitancia, y FDS, permiten caracterizar de mejor manera el sistema aislante, por lo que, en caso de realizarse las pruebas mencionadas, es posible obviar el ensayo de resistencia del aislamiento.

#### 3.3.6.2 Metodología

Para realizar la medición de resistencia de aislamiento es necesario, en primer lugar, cortocircuitar los terminales de AT entre sí y los de BT entre sí.

La prueba consiste en aplicar una tensión continua y medir la corriente que circula a través del aislamiento para poder calcular la resistencia a partir de la ley de Ohm.

La corriente que circulará por el aislamiento estará formada por cuatro componentes, debidas a distintos fenómenos.

La primera se conoce como corriente de carga, y es debida a la capacitancia geométrica del aislamiento. Decece rápidamente con el tiempo y alcanza valores muy bajos en tiempos cortos.

La segunda componente es la corriente de absorción, y se debe a la polarización del dieléctrico. Esta corriente también decece con el tiempo, pero en forma más lenta que la corriente de carga.

La tercera componente es conocida como corriente de fuga, y es la corriente que circula por el aislamiento y por su superficie.

La última componente es la debida a descargas parciales en caso de haberlas. Aparece únicamente cuando la tensión aplicada es mayor que la tensión de aparición de descargas parciales en el aislamiento.

Por la característica de la corriente resultante, se puede concluir que la resistencia medida aumenta con el tiempo. La resistencia también dependerá de la tensión aplicada y de la temperatura.

Por eso mismo, para comparar los resultados con mediciones anteriores, es necesario que las condiciones de medición sean las mismas, o establecer un criterio de corrección adecuado. Se establece como criterio que la resistencia de aislamiento debe ser medida 1 minuto después de aplicada la tensión, referida a una temperatura de 20°C y a una tensión que suele ser de 5 kV (o menos, si excede los valores de prueba permitidos).

Esta prueba, además de determinar la resistencia de aislamiento, permite calcular, dos factores que permiten caracterizar al aislamiento con mayor precisión. El primero se conoce como relación de absorción del dieléctrico (RAD) y el segundo como índice de polarización (IP).

El RAD es un factor que relaciona el valor de la resistencia a los 60s y a los 30s, es decir es un indicador de la velocidad con que aumenta la resistencia. El IP es similar al RAD, pero en este caso se relaciona la resistencia medida a los 10m con la medida a 1m [35].

### *3.3.6.3 Interpretación de resultados*

Para poder analizar el valor de la resistencia de aislamiento medido es necesario referirlo a una temperatura de referencia que suele ser 20°C. Esto se puede realizar utilizando la curva que se observa en la figura 3.13 extraída de [36]. Se debe ingresar a la curva con la temperatura a la cual se realizó la medición, y luego multiplicar el valor medido por el coeficiente encontrado.



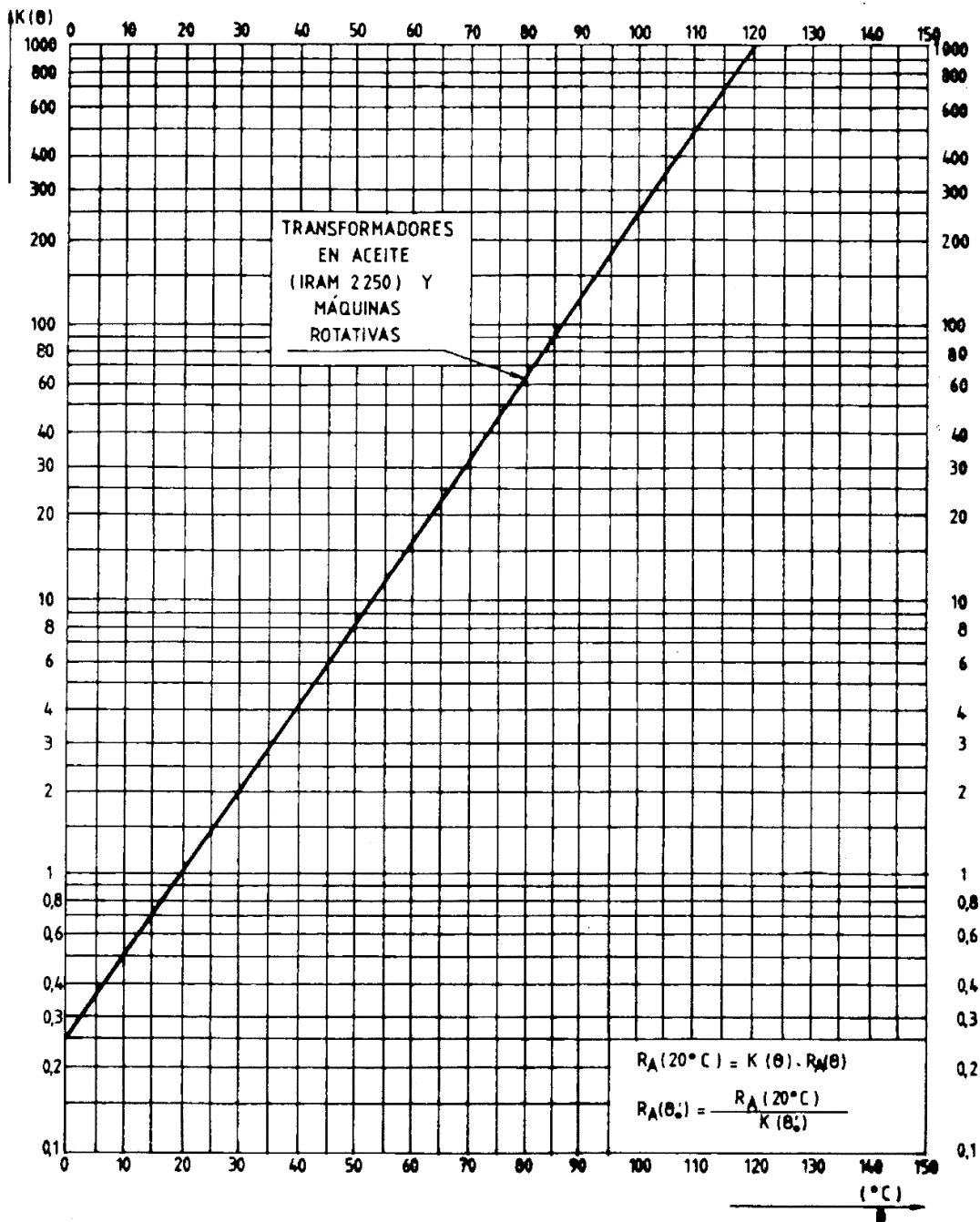


Figura 3.13 - Curva de corrección de temperatura para resistencia de aislamiento [36].

El primer análisis que se debe hacer es de su valor, ya que valores bajos de resistencia pueden indicar un aislamiento deteriorado, o incluso proximidad de partes conductoras aisladas a partes referenciadas a tierra.

De acuerdo con [22], para transformadores con tensión nominal mayor a 69 kV, la resistencia del aislamiento debería ser superior a 1GΩ a 20°C. En caso

contrario, se recomienda un análisis más profundo del sistema aislante para detectar posibles fallas.

Luego se debe analizar el RAD y el IP. De acuerdo con [36] se debe utilizar la clasificación mostrada en la tabla 3.3 para la evaluación de los resultados obtenidos. Sin embargo, los valores están basados en experiencia y por lo tanto no son preceptivos, sino recomendaciones.

*Tabla 3.3 - Valores límites para IP y RAD.*

	<b>Peligroso</b>	<b>Cuestionable</b>	<b>Aceptable</b>	<b>Bueno</b>	<b>Muy Bueno</b>	<b>Excelente</b>
<b>IP</b>	Menor a 1	1,0 a 1,5	1,5 a 2	2 a 3	3 a 4	Mayor a 4
<b>RAD</b>	Menor a 1,1	1,1 a 1,25	1,25 a 1,4	1,4 a 1,6	Mayor a 1,6	-

Bajos índices de polarización y relación de absorción de dieléctrico pueden deberse a contaminación del dieléctrico y principalmente presencia de humedad. Sin embargo, los valores de IP pueden ser malinterpretados, por lo que se recomiendan otro tipo de pruebas para la evaluación del contenido de humedad en el aislamiento, como puede ser la espectroscopía en el dominio de la frecuencia.

Por último, en los casos en que la prueba de resistencia de aislamiento se realiza de forma periódica, puede ser útil analizar la variación en el tiempo de la misma. Un decrecimiento mayor al 30% con respecto a mediciones previas puede ser indicador de algún problema [35].

### 3.3.7 Ensayo de Aislamiento del Núcleo

#### 3.3.7.1 Objetivos

Si bien es necesario que el núcleo se encuentre conectado a tierra en condiciones normales de funcionamiento, dicha conexión se realiza a través de un único punto. Esto es así para evitar corrientes espurias de circulación entre el núcleo y la cuba que generen pérdidas por efecto Joule. En caso de tener más de una conexión a tierra, el núcleo puede alcanzar temperaturas elevadas que comprometan el aislamiento del transformador debido al calor disipado por las corrientes de circulación.

El núcleo se conforma por láminas conductoras aisladas entre sí. Los tramos verticales donde se encuentran las bobinas se conocen como columnas o piernas, mientras que el segmento transversal que une las tres o cinco piernas se conoce como yugo. Para mantener las láminas en su posición se utiliza una prensa que se conoce como prensa yugo, o grampa. La grampa también se

encuentra conectada a tierra en un único punto, por lo que tiene un sistema de aislamiento que lo separa de la cuba y del núcleo.

El aislamiento del núcleo a la cuba se compone por material a base de celulosa en la parte inferior y por aceite en el resto de su superficie. A su vez, el prensa yugo se aísla del núcleo a través de material compuesto por celulosa y de la cuba por el aceite.

Generalmente la conexión del núcleo y de la grampa a tierra se realiza en un mismo punto, y, para poder realizar esta prueba, dicha conexión suele ser accesible y removible [37], tal como se puede observar en la figura 3.14.



*Figura 3.14 - Conexión a tierra de núcleo y grampa removida.*

La prueba permite detectar conexiones no deseadas a tierra del núcleo y de la grampa, al igual que entre la grampa y el núcleo.

### **3.3.7.2 Metodología**

Al igual que la prueba de resistencia de aislamiento de los bobinados, esta es una prueba que se realiza con corriente continua. Se aplica una tensión que suele ser de 1 kV [23] por un minuto y se calcula la resistencia del aislamiento a través de la medición de tensión y corriente. También se debe referir la medición a 20°C utilizando la misma tabla.

Las mediciones realizadas son tres: entre núcleo y tierra, entre grampa y tierra, y entre núcleo y grampa.

El dispositivo utilizado para realizar la prueba es el mismo que para resistencia del aislamiento de los bobinados, es decir un megóhmetro.

### 3.3.7.3 Interpretación de resultados

De acuerdo con [23], el aislamiento del núcleo de un transformador nuevo debe ser superior a 500 MΩ. Para transformadores en servicio, el límite inferior establecido de por [22] es de 10 MΩ. En caso de que sea inferior se recomienda contactar al fabricante para determinar las acciones a tomar.

También es recomendable comparar los valores medidos con ensayos previos para analizar la evolución de la resistencia del aislamiento del núcleo. Un decrecimiento abrupto de la misma puede ser un indicador de contaminación o deterioro del sistema aislante del núcleo.

### 3.3.8 Ensayo de FRA

#### 3.3.8.1 Objetivos

El ensayo de análisis de respuesta en frecuencia es quizás la prueba más completa que se puede hacer al transformador, ya que permite detectar modificaciones en prácticamente todas sus partes. A su vez, la respuesta obtenida es única para cada transformador, por lo que es una excelente herramienta para analizar la evolución de la condición interna de la máquina [38].

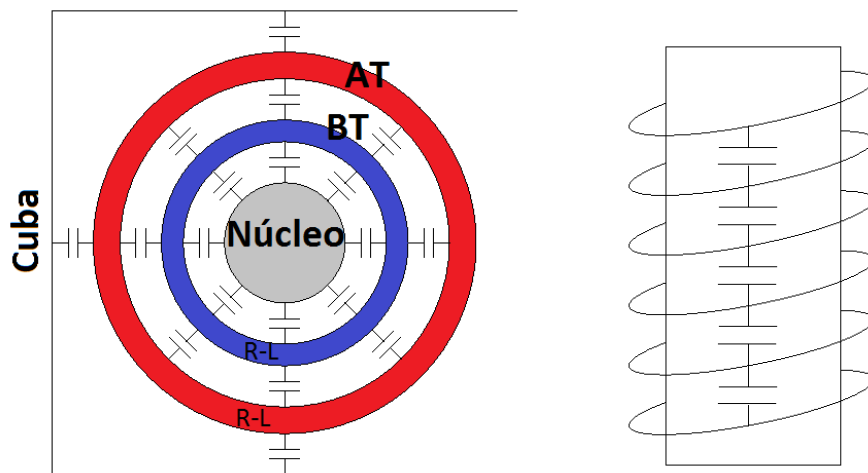
Los transformadores suelen ser sometidos a elevadas corrientes debido a cortocircuitos o sincronizaciones con la red fuera de fase. Estas corrientes generan esfuerzos electrodinámicos sobre los devanados y pueden llevar a deformaciones en los mismos. Pandeo, inclinación, flexión, desplazamiento axial y rotura de los soportes de las cabezas de bobina son algunos de los posibles defectos ocasionados [38].

A su vez, los transformadores pueden sufrir deformaciones en su estructura cuando son transportados, por golpes o fuerzas debidas a aceleraciones bruscas. Otros problemas que pueden aparecer durante el transporte son movimiento del núcleo o contacto a tierra del mismo.

Si bien son muchas las pruebas que permiten determinar la condición mecánica del transformador, el FRA las supera debido a su sensibilidad a la hora de detectar distintos modos de fallas. Además, equivale a cuatro pruebas en una, tal como será explicado más adelante. Por lo tanto, es la prueba ideal para determinar problemas ocasionados por el transporte. Se recomienda que el FRA sea la última prueba que se le realice al transformador antes de salir de fábrica y la primera una vez que llega a su destino [12].

El circuito equivalente total de un transformador está compuesto por resistencias, inductancias y capacitancias debidas a todos los elementos que lo componen y la interacción entre sus partes. Dicho circuito equivalente puede ser

tan complejo como se desee, por lo que es imposible realizar un análisis circuital adecuado.



*Figura 3.15 - Elementos del circuito equivalente de una fase de un transformador.*

Por eso mismo se recurre a la teoría de cuadripolos. Es decir que al transformador se lo ve como una función de transferencia formada por elementos pasivos (resistencias, inductancias y capacitancias) con dos puertos de entrada y dos puertos de salida.

La prueba de FRA consiste básicamente en aplicar una señal en los terminales de entrada y medir la señal obtenida a la salida. La función de transferencia resultante será la que caracterice al transformador.

Existen dos técnicas para realizar el FRA. La primera se conoce como IFRA (Impulse Frequency Response Analysis), y consiste en aplicar un impulso de baja tensión en los terminales de entrada y medir la respuesta obtenida en los terminales de salida. La respuesta en frecuencia se obtiene realizando una transformada de Fourier a las señales de entrada y salida, ya que ambas se encuentran en el dominio del tiempo. Con las dos señales convertidas al dominio de la frecuencia se hace la relación entre ambas y de esa manera el resultado será la función de transferencia buscada.

Las principales ventajas de esta metodología es que permite realizar varias mediciones a la vez y la duración de la prueba es de aproximadamente un minuto. También es muy sensible por lo que permite detectar pequeñas modificaciones. Las desventajas con del IFRA son que la resolución de frecuencia es fija, por lo que en bajas frecuencias es pobre. Además es dificultoso el filtrado del ruido, requiere mucho equipamiento, es difícil lograr repetitividad en los resultados y es difícil interpretarlos [5].

La segunda técnica que se utiliza es la que se conoce como Sweep Frequency Response Analysis (SFRA). La misma consiste en aplicar una tensión

sinusoidal en un rango de frecuencia que va desde los 20 Hz hasta los 2 MHz, y se mide la tensión resultante en los puertos de salida. La relación entre ambas será la respuesta en frecuencia buscada.

Las principales ventajas de este método es que se tiene una alta relación señal/ruido, buena repetitividad, resolución fina en bajas frecuencias debido a la representación logarítmica. Se requiere un único equipo para realizar la prueba y sus resultados se interpretan fácilmente. La desventaja es que se puede realizar una sola prueba a la vez y la medición dura varios minutos [5].

El SFRA presenta mayores ventajas que el IFRA, por lo que es la técnica más utilizada hoy en día. El SFRA es la técnica que se desarrollará en el presente trabajo.

Tal como fue dicho previamente, el FRA es equivalente a realizar cuatro ensayos distintos, gracias a sus distintas configuraciones de ensayo posibles. La configuración de circuito abierto es similar al ensayo de corriente de excitación, la configuración de admitancia de cortocircuito es similar al ensayo de reactancia de dispersión, el Interdevanado capacitivo al de capacitancia y tangente delta y, por último, el Interdevanado inductivo al ensayo de relación de transformación. Las cuatro configuraciones otorgan información de las distintas partes del transformador, por lo que es importante realizarlas todas.

### 3.3.8.2 Metodología

#### 3.3.8.2.1 Introducción

Tal como fue explicado, la prueba consiste en aplicar una señal de tensión en un terminal y medir la señal aplicada y la respuesta obtenida en el otro terminal, por lo que se utilizarán tres cables coaxiales para realizar el ensayo. Generalmente el cable utilizado para aplicar la excitación y el utilizado para medirla van juntos.

Para su correcta realización, es necesario, en primer lugar, utilizar cables cuya impedancia sea conocida y constante. A su vez, la longitud de los tres cables coaxiales utilizados debe ser similar, y en lo posible menor a 30m [39].

Antes de iniciar la prueba se recomienda realizar una verificación del instrumento para corroborar que la medición sea correcta. Para realizarlo se utiliza un cuadripolo cuya transferencia es conocida. Se le aplica la señal y se mide la respuesta. Si la transferencia obtenida no es la esperada entonces es probable que haya algún problema con el equipo o con los cables.

Luego de la verificación se procede a la conexión propiamente dicha. Las conexiones deben realizarse directamente en los terminales de los bushings del

transformador, ya que cualquier tramo adicional de conductor puede alterar los resultados obtenidos y de esa forma condicionar la repetitividad de la prueba.

En caso de que se necesite comparar con los resultados obtenidos en una medición previa realizada con tramos adicionales de conductores, la prueba deberá realizarse de la misma forma, para asegurarse que en caso de haber diferencias en los resultados sean propias del transformador y no del circuito de medición [38].

La conexión se puede realizar con una pinza o con una prensa, en la cual se conectan los cables coaxiales, y un conector utilizado para conectar a tierra la malla de los cables coaxiales. La conexión de las pinzas o prensas debe ser firme, ya que una impedancia de contacto afectará a la medición.

La conexión a tierra se realiza en la base de los bushings, y es muy importante que se haga siempre de la forma más corta posible. La impedancia de los mismos afectará a la medición, y a su vez es una forma de asegurarse de realizar la conexión siempre de la misma forma para tener repetitividad en los resultados de la prueba. Distintas longitudes y tipos de conductores afectan principalmente a la respuesta en alta frecuencia [39].

La puesta a tierra del equipo debe ser la misma que la del transformador para que la referencia de la tensión aplicada y las tensiones medidas sea la misma.

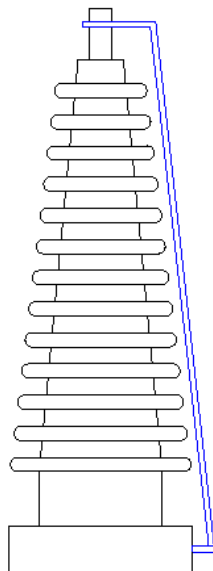


Figura 3.16a - Conexión correcta para la puesta a tierra.

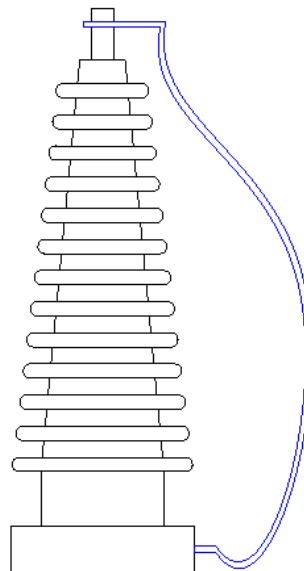


Figura 3.16b - Conexión incorrecta para la puesta a tierra.



3.3.8.2.2 Admitancia de circuito abierto

La primera configuración se conoce como admitancia de circuito abierto. Consiste en aplicar señal en un extremo de un bobinado de AT y medir la señal obtenida en el otro extremo. La prueba debe realizarse para las tres fases, e incluso se puede realizar también para los bobinados de BT. Se puede ver que por su conexionado, la prueba en esta configuración es equivalente al ensayo de vacío o corriente de excitación.

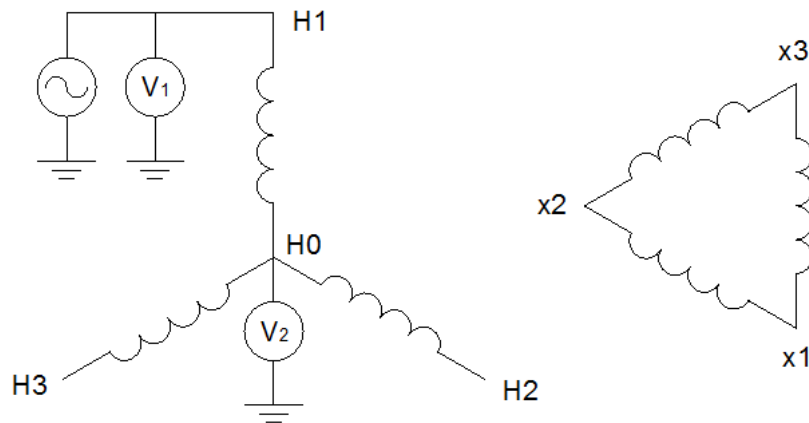


Figura 3.17 - Conexión de admitancia de circuito abierto.

3.3.8.2.3 Admitancia de cortocircuito

La segunda configuración se llama admitancia de cortocircuito. La conexión es la misma que para el caso de admitancia de circuito abierto, con la diferencia de que en este caso se deben cortocircuitar todos los terminales del lado de BT. En este caso, la prueba es equivalente al ensayo de cortocircuito.

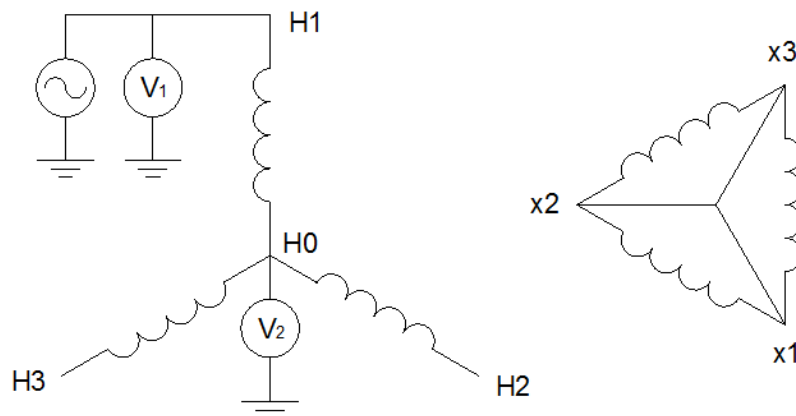


Figura 3.18- Conexión de admitancia de cortocircuito.

3.3.8.2.4 Interdevanado capacitivo

La tercera configuración posible se conoce como Interdevanado capacitivo, debido a que brinda información de la condición del aislamiento entre los devanados. Se aplica la señal en un extremo de un bobinado de AT y se mide la respuesta en la misma fase del lado de BT. La prueba es equivalente a la de capacitancia y FD.

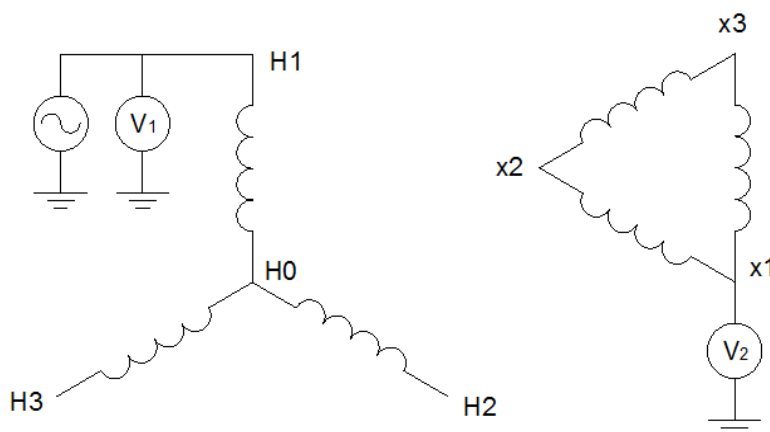


Figura 3.19 - Conexión de Interdevanado Capacitivo.

3.3.8.2.5 Interdevanado Inductivo

La última posible configuración es la llamada Interdevanado Inductivo, ya que la respuesta obtenida está directamente relacionada con el acoplamiento inductivo entre dos bobinas. La señal se inyecta por un extremo de una bobina de AT, con el otro extremo conectado a tierra, y la medición se realiza por el mismo extremo de la bobina de BT ubicada en la misma columna del núcleo, con el otro extremo conectado a tierra. Por sus características, la prueba es equivalente a la de relación de transformación.

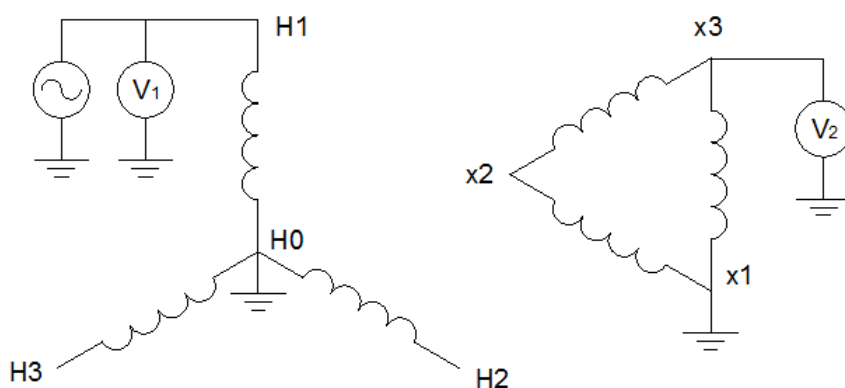


Figura 3.20 - Conexión Interdevanado Inductivo.

### 3.3.8.3 Interpretación de resultados

La prueba de FRA da como resultado dos curvas para cada fase por configuración: una de módulo y una de fase. Es decir que, en caso de realizar la prueba de admitancia de circuito abierto tanto en AT como en BT, se obtendrán un total de 30 curvas.

Existen tres posibilidades para el análisis de los resultados de la prueba. La primera y más certera es el análisis basado en el tiempo. Para realizar este tipo de análisis es necesario contar con una referencia obtenida a partir de ensayos realizados sobre el mismo transformador con anterioridad. Este tipo de análisis permite detectar modificaciones y deterioros en el transformador con respecto a una condición previa, por lo que es particularmente útil luego del traslado de la máquina o de un cortocircuito.

En los casos en que no se cuenta con una referencia previa del transformador, se puede realizar un análisis basado en transformadores gemelos, es decir de idéntico diseño y armado, mismo fabricante y mismo año de fabricación. Esto sucede típicamente en los casos en que se cuentan con más de una unidad en la misma planta, por ejemplo en una central o estación transformadora. Si bien la respuesta de FRA es única para cada transformador, se puede ver que en los casos de transformadores gemelos, las respuestas suelen ser prácticamente idénticas [38].

Si no se cuenta con ninguna referencia en absoluto, se puede recurrir a un análisis por simetría constructiva. Las respuestas de las dos fases externas deberían ser similares entre sí.

Una vez determinado el tipo de análisis que se realizará se tienen dos alternativas. La primera es realizar un análisis visual de las curvas y determinar diferencias significativas. La segunda es utilizar indicadores estáticos que permiten determinar qué tan distintas son las respuestas obtenidas. En el presente trabajo se utilizará la primera técnica únicamente.

Se deben buscar diferencias en la forma general de la curva, creación de nuevas resonancias, desaparición de resonancias existentes, grandes cambios en la amplitud de las resonancias, etc. Sin embargo, la determinación de cuán importantes son las diferencias encontradas depende principalmente de la experiencia de quien realice el análisis.

La curva de respuesta en frecuencia puede dividirse en cuatro bandas, cada una de las cuales está asociada a la influencia de las distintas partes del transformador [39]. Esta división puede verse en la figura 3.21.

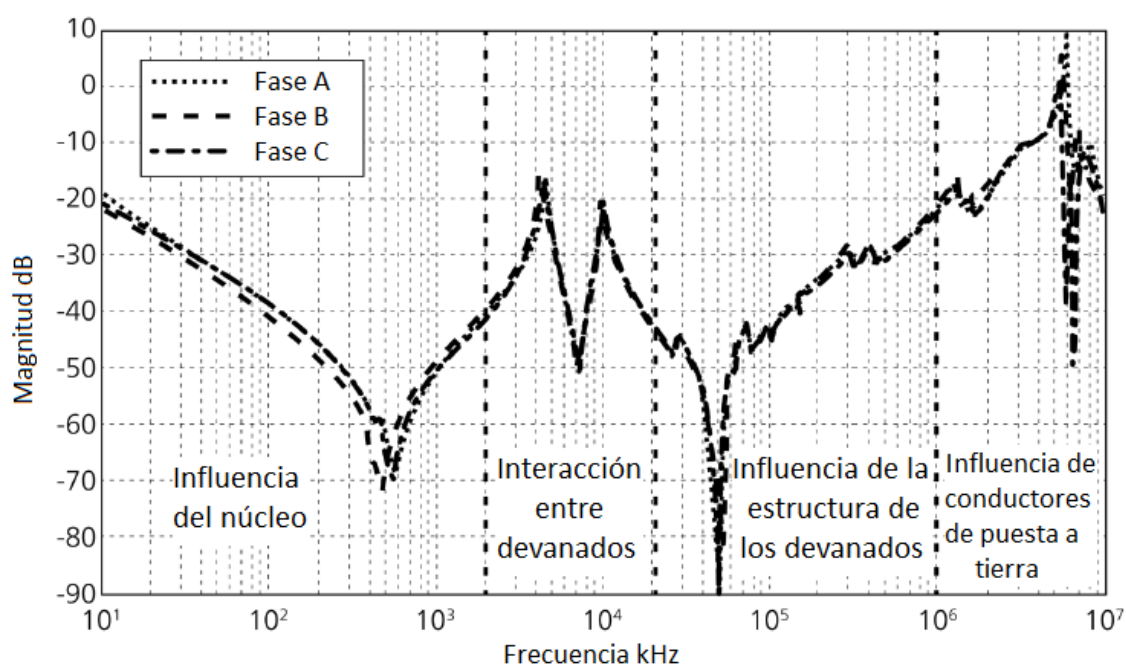


Figura 3.21 – Bandas de frecuencia de la respuesta.

La primera región, que va entre 20 Hz y 2 kHz, se encuentra influenciada principalmente por el efecto del núcleo, es decir la inductancia de magnetización. En esta zona es posible detectar deformación del núcleo, circuitos abiertos, espiras en cortocircuito, magnetismo remanente, cambios en la impedancia de cortocircuito, etc.

La segunda región, que va entre 2 kHz y 20 kHz, se encuentra influenciada por la interacción entre los devanados y por cómo se encuentran conectados sus terminales (flotando, puesto a tierra, etc.). El análisis en esta zona permite detectar deformaciones de los devanados, desplazamientos axiales, abultamiento de espiras, etc.

La tercera región, que va entre 20 kHz y 1 MHz, se encuentra influenciada por la estructura de los bobinados. Permite detectar aumentos en resistencias de contacto, deformación radial en los bobinados, etc.

La cuarta región, que abarca las frecuencias superiores a 1 MHz, se ve influenciada principalmente por las puestas a tierra. Sin embargo el análisis en estas frecuencias suele ser dificultoso ya que la respuesta puede ser irregular.

#### 3.3.8.3.1 Interpretación de resultados de admitancia de circuito abierto

La respuesta del ensayo de circuito abierto suele ser idéntica para las dos fases externas, pero levemente distinta para la fase central en bajas frecuencias. En altas frecuencias las tres respuestas deberían ser idénticas.

La respuesta de las fases laterales se caracteriza por presentar dos resonancias en el rango de frecuencias que va entre 20 y 5 kHz. La fase central presenta una sola resonancia, y suele tener una amplitud levemente menor en bajas frecuencias para el caso de conexión en delta.

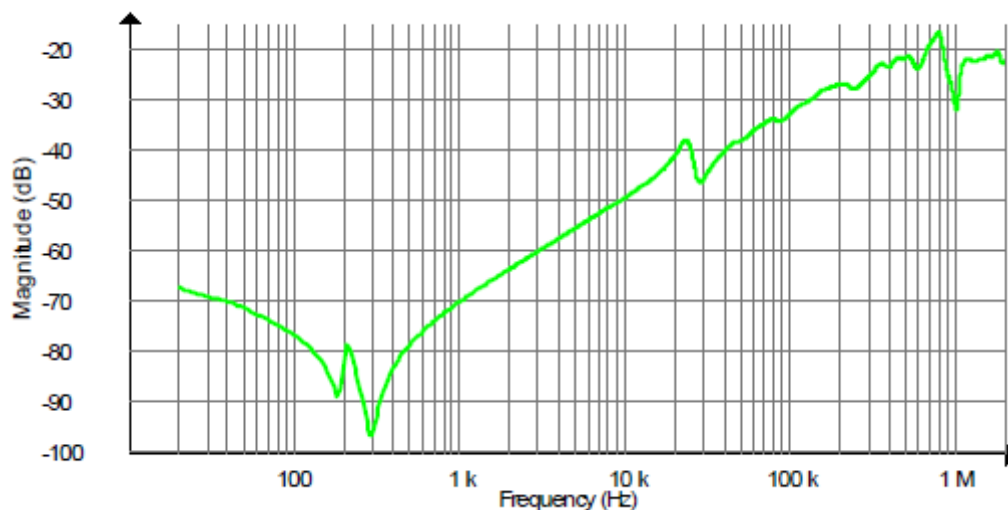


Figura 3.22 – Respuesta típica de admitancia de circuito abierto.

3.3.8.3.2 Interpretación de resultados de admitancia de cortocircuito.

La respuesta para esta configuración es idéntica a la de circuito abierto para frecuencias superiores a los 10 kHz aproximadamente. Sin embargo, no presentan las mismas resonancias en bajas frecuencias, ya que, el objetivo de la prueba en cortocircuito es eliminar en la respuesta la influencia del núcleo. La respuesta para las tres fases, por lo tanto, debe ser igual.

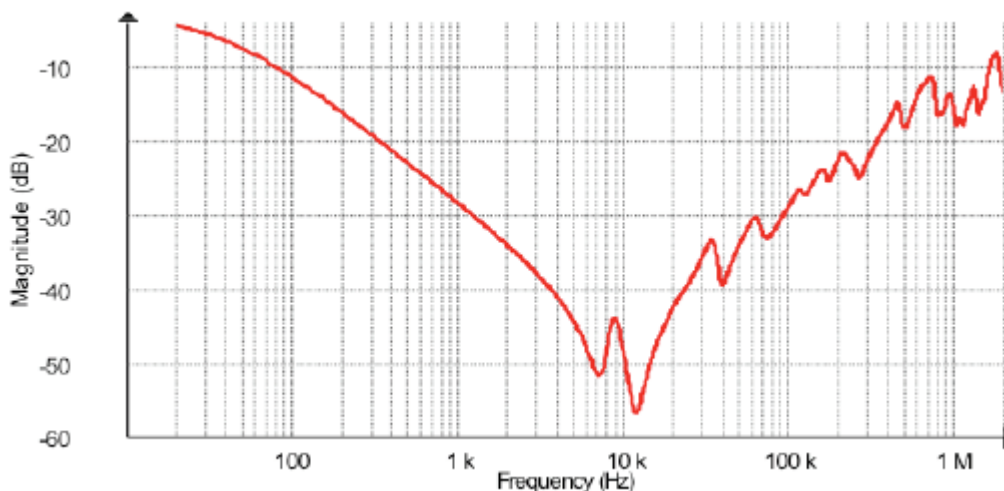


Figura 3.23 – Respuesta típica de admitancia de cortocircuito.

### 3.3.8.3.3 Interpretación de resultados de Interdevanado capacitivo.

La señal medida se debe fundamentalmente al acoplamiento capacitivo entre fases, por lo que la señal será sensible a la capacitancia interdevanados. La respuesta en baja frecuencia será altamente capacitiva, y a medida que se aumenta la frecuencia aparecen distintas resonancias.

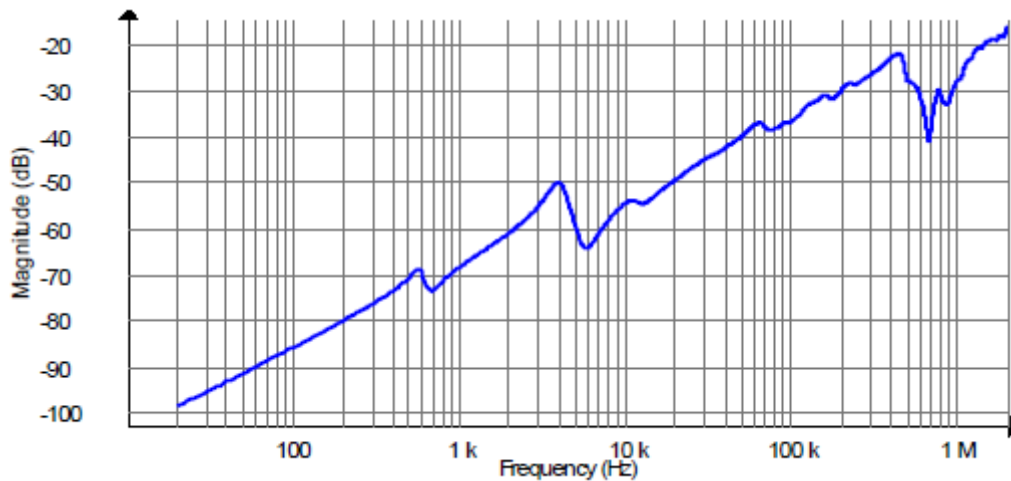


Figura 3.24 – Respuesta típica de interdevanado capacitivo.

### 3.3.8.3.4 Interpretación de resultados de Interdevanado inductivo.

Se caracteriza por tener una respuesta constante para bajas frecuencias. Esto es debido a que la respuesta es influenciada principalmente por la relación de transformación. A 50 Hz es posible verificar el valor de relación de transformación matemáticamente.

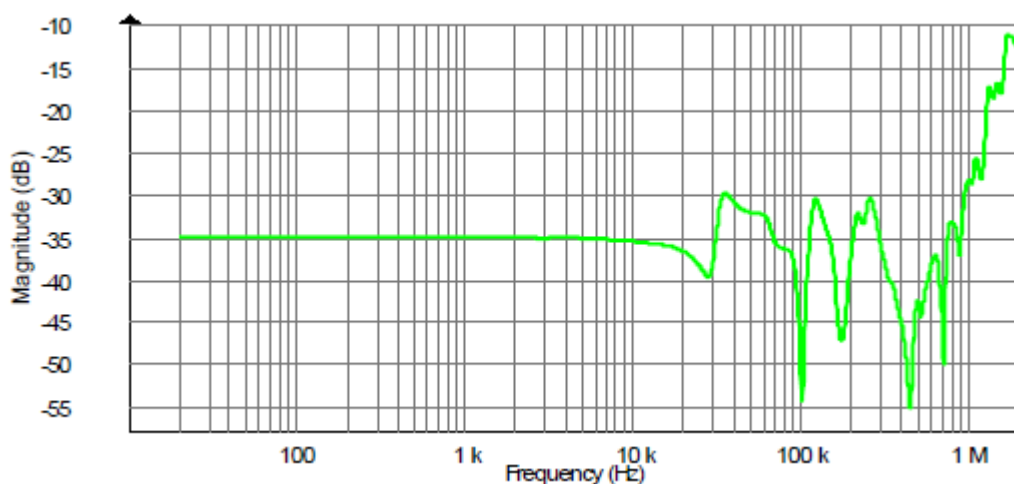


Figura 3.25 – Respuesta típica de interdevanado inductivo.

### 3.3.9 Ensayo de FDS

#### 3.3.9.1 *Objetivos*

Tal como fue explicado previamente, la humedad es el principal enemigo del sistema aislante. Si bien el contenido de humedad puede ser determinado mediante ensayos en aceite, no es una metodología muy confiable debido a su alta dependencia con la temperatura. Ya que la mayor cantidad de humedad se deposita en el papel aislante, una posibilidad sería extraer una muestra de papel y medir el nivel de humedad. Sin embargo, esta es una prueba destructiva y no se recomienda en ningún caso.

La prueba de espectroscopía en el dominio de la frecuencia permite conocer con mayor precisión el porcentaje de humedad en el papel, sin dañar ni comprometer al sistema aislante. Además, permite conocer la conductividad del aceite, el factor de disipación, la capacitancia y la respuesta térmica del aislamiento.

La corriente de desplazamiento de un dieléctrico depende del campo eléctrico aplicado, de la permitividad del vacío y de la polarización. La polarización se debe a mecanismos electrónicos, moleculares, dipolares, e interfaciales. Esto hace que la misma sea una función del tiempo, y por lo tanto, el desplazamiento también lo será.

A su vez, si se aplica un campo eléctrico alterno de una determinada frecuencia, se tendrá una corriente de desplazamiento compleja. Esta será variable en el tiempo y será función de la frecuencia del campo eléctrico.

Aplicando conceptos matemáticos, se puede llegar a demostrar que la densidad de corriente debida al campo eléctrico aplicado estará compuesta por dos componentes asociadas a una permitividad compleja: una en fase con el campo eléctrico y la otra desfasada  $90^\circ$ .

La componente en fase se debe a las pérdidas del dieléctrico tanto por conducción como por polarización, por lo que es considerada una componente resistiva. Mientras que la componente desfasada se debe a la parte capacitiva del aislamiento [40].

El factor de disipación en función de la frecuencia será por lo tanto el cociente entre la parte real y la parte imaginaria de la permitividad compleja.

#### 3.3.9.2 *Metodología*

La prueba consiste en aplicar una tensión reducida, típicamente de 200V al aislamiento que se desea estudiar. Dicha señal será de frecuencia variable,

normalmente entre 1mHz y 1kHz. A su vez, se debe registrar la temperatura del aislamiento en el momento de la medición. El resultado obtenido será una curva de FD en función de la frecuencia.

Generalmente, se suele realizar espectroscopía para analizar el aislamiento principal del transformador, es decir, el aislamiento interdevanado, ya que provee mejor información para la estimación de la humedad en el papel.

Para esto, es necesario cortocircuitar todos los terminales de AT entre sí y lo de BT entre sí. La señal se aplica del lado de AT y se mide la respuesta por el lado de BT y, por lo tanto, se utiliza una configuración UST. Las mediciones entre devanados y tierra (GST) proveen menos información ya que el aislamiento es más complejo debido a las complejas configuraciones geométricas que involucra dicho aislamiento, que dificulta su modelado matemático [29].

Realizar la medición en distintos valores de frecuencia permite separar la parte real de la imaginaria de la permitividad compleja, debido a su comportamiento conocido a distintas frecuencias. Esto permite determinar matemáticamente la conductividad del aceite a partir de los valores medidos.

#### *3.3.9.3 Interpretación de resultados*

Al ser una técnica relativamente nueva, aún está en desarrollo normativo, y por lo tanto no hay normas internacionales que indiquen valores límites sugeridos para los resultados obtenidos.

El análisis de los resultados obtenidos se realiza por comparación con valores de un modelo calculado a partir de una base de datos de referencia de distintos materiales.

El modelo del aislamiento líquido, el aceite, se puede ver como una resistencia en paralelo con una capacitancia, donde la resistencia representa todas las pérdidas dieléctricas (por conducción y polarización). El modelo del aislamiento sólido consiste de una permitividad compleja, en función de la frecuencia y de la humedad, y se simula a través de una curva referencial basándose en la relación de Arrhenius con una energía de activación típicamente de 0,9eV.

Para realizar el modelo completo se tienen como constantes la permitividad relativa del aislamiento líquido, la energía de activación térmica y la temperatura. Las variables son la humedad en el aislamiento sólido, la conductividad del aislamiento líquido, y la geometría.

Superponiendo los modelos, se pueden obtener curvas de referencia que relacionan el FD en función de la frecuencia. Analizando dichas curvas, se puede obtener información acerca de la condición del aislamiento según la frecuencia.



En la figura 3.26 puede observarse en qué frecuencias influyen los distintos parámetros.

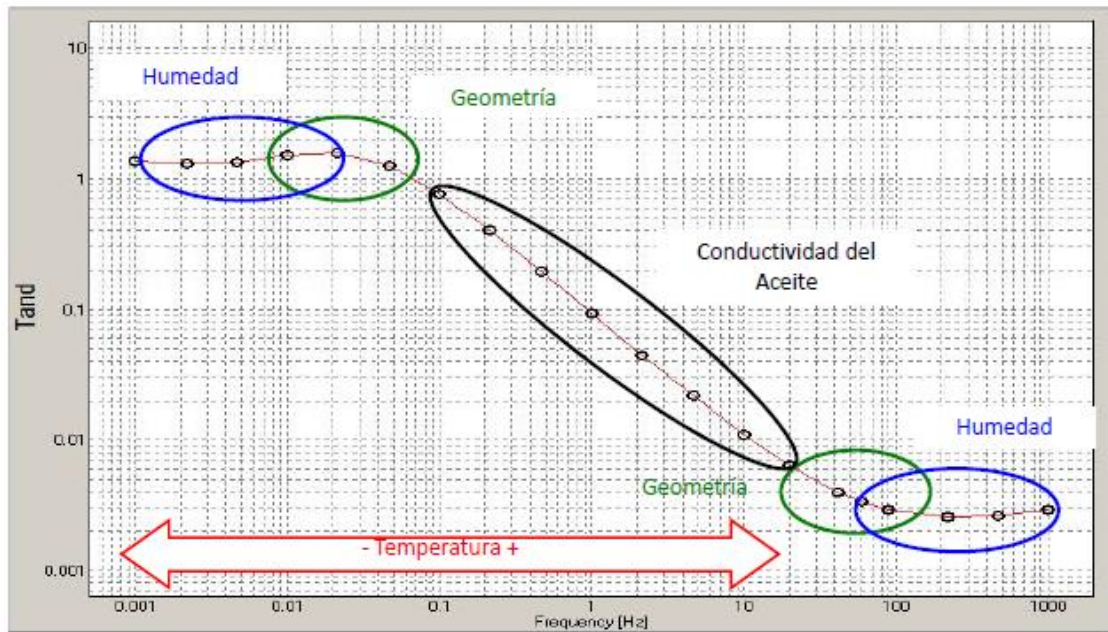


Figura 3.26 – Influencias de las distintas variables en la respuesta.

Desviaciones de la curva medida con respecto a la modelada implican modificaciones en la geometría, presencia de humedad o elevada conductividad del aceite, según en la frecuencia que se encuentren las desviaciones.

Además de la curva, se obtienen valores numéricos para la humedad expresada en porcentaje, y para la conductividad expresados en pS/m. Si bien no hay valores límites normalizados, algunos fabricantes establecen límites recomendados basados en la experiencia. En este trabajo se utilizarán como valores de referencia los sugeridos por Megger, que se pueden observar en las tablas 3.4 y 3.5.

Tabla 3.4 - Clasificación del aislamiento de acuerdo a la humedad en el papel.

Humedad	Clasificación
<1%	Aislamiento nuevo
1-2%	Aislamiento seco
2-3%	Nivel medio de humedad
>3%	Aislamiento húmedo

Tabla 3.5 - Clasificación del aislamiento de acuerdo a la conductividad del aceite.

Conductividad	Clasificación
<0,37 pS/m	Aceite nuevo
0,37-3,7 pS/m	Aceite bueno
3,7-37 pS/m	Aceite envejecido
>37 pS/m	Aceite deteriorado

### 3.3.10 Ensayos en el aceite

#### 3.3.10.1 *Objetivos*

La vida útil de un transformador está limitada por la vida del papel aislante (celulosa), ya que tiene una duración baja en relación a los demás materiales utilizados en estos equipos y su degradación es irreversible.

El aceite aislante puede ser regenerado aumentando así su vida útil, por lo que cuidando adecuadamente el aceite aislante estaremos cuidando todas las partes internas del transformador, especialmente al papel.

Para que el aceite pueda cumplir con las funciones de aislar, refrigerar y extinguir arcos internos debe cumplir con ciertas propiedades, de las cuales las más importantes son: alta rigidez dieléctrica, baja viscosidad, incluso a baja temperatura, y resistencia a la oxidación.

El aceite sufre degradación de forma natural estando en servicio. Al estar en contacto con metales y oxígeno está sometido a oxidación. A su vez, las elevadas temperaturas aceleran su degradación. Puede sufrir cambios en el color, formación de compuestos ácidos, provocar la precipitación de lodos, empeorar sus propiedades dieléctricas y, en casos extremos, las térmicas. Además pueden aparecer otros contaminantes como compuestos polares solubles, partículas sólidas, o agua, los cuales contribuyen al deterioro del sistema aislante. Para la determinación de estas propiedades se realiza un análisis físico-químico del aceite [41].

Además del análisis físico-químico, se suele realiza un análisis de gases disueltos, en el que se determina la concentración de gases en el aceite. Sin embargo, la generación de estos gases se debe principalmente a fallas térmicas y eléctricas, por lo que no tiene sentido realizarlo en el aceite de un transformador que nunca fue puesto en servicio.

#### 3.3.10.2 *Metodología*

El primer paso para el análisis del aceite de un transformador es su extracción. Es importante tener en cuenta algunas consideraciones para su correcta realización, de forma que el proceso de extracción no altere los resultados obtenidos en el análisis.

Es necesario realizar la extracción con el transformador en su condición normal, es decir a la temperatura de funcionamiento. Además, es recomendable que el aceite extraído no sea expuesto a la luz, ya que de esta forma se permite retrasar la oxidación de la muestra. Para lograr esto se suelen utilizar envases opacos.

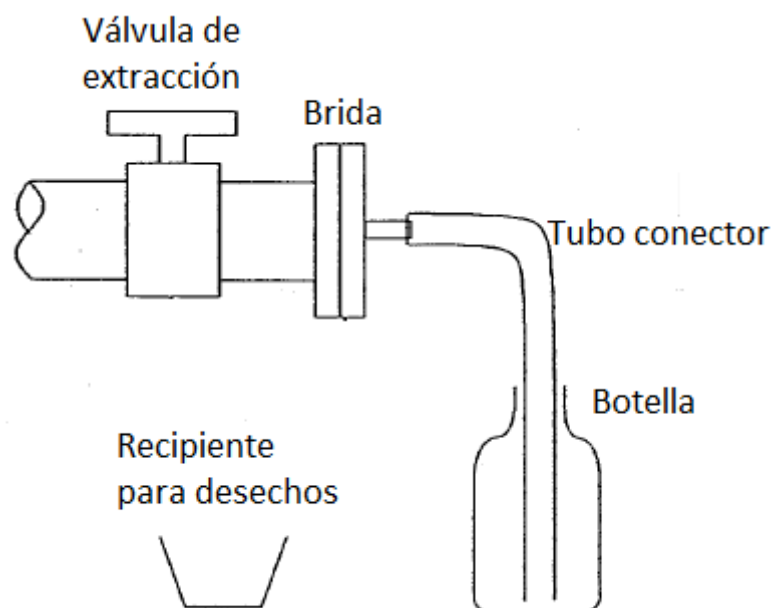
Existen tres técnicas para la extracción del aceite de un transformador: extracción con aguja, con tubo de muestreo, y extracción con botella [42]. Sin embargo, solo se explicará el procedimiento para la extracción con botella, ya que es el método utilizado para el muestreo de aceite destinado a los ensayos físico-químicos. Esto es debido a que la cantidad de aceite requerida para estas pruebas es superior a la de DGA.

El primer paso es quitar la brida ciega, limpiar adecuadamente el borde, y luego conectar el equipo de extracción. Este equipo consiste en un tubo conector, una botella, y un recipiente para desechos.

Luego, con el recipiente para desechos posicionado debajo del tubo conector, se abre la válvula de extracción para que permita extraer 1 o 2 litros.

Con el aceite fluyendo, se coloca la botella debajo del tubo y se deja rebalsar aproximadamente una cantidad igual al volumen de la botella.

Por último, se retira el tubo de la botella con el aceite aun fluyendo, y se procede al cerrado de la válvula de extracción y el tapado de la botella. Se debe dejar un pequeño volumen de aire en la botella que permita una pequeña expansión.



*Figura 3.27 – Extracción de aceite con botella.*

Una vez extraída, la muestra se envía a un laboratorio para que realicen las pruebas necesarias que permitan conocer las propiedades solicitadas.

### 3.3.10.3 Interpretación de resultados

De acuerdo con [41], los análisis y ensayos que serán desarrollados a continuación son suficientes para determinar si el estado del aceite es adecuado para que el equipo sea energizado. A su vez, clasifica a estos ensayos como de rutina, complementarios o de investigación especiales.

#### Ensayos de rutina:

- **Aspecto y color:** El color del aceite se determina por comparación con una escala de colores normalizados, que se puede ver en la figura 3.28. Si bien no es una propiedad crítica, es útil para una evaluación comparativa, ya que un cambio rápido o un número de color elevado puede indicar degradación o contaminación del aceite. A su vez, el aceite puede presentar turbidez o sedimentos que son indicadores de contaminación.

De acuerdo con [41], se considera como límite recomendable para aceites minerales después de llenar equipos eléctricos nuevos antes de su energización, y de tensión nominal superior a 170 kV, un color con un valor inferior a 2.0 según la escala. A su vez, establece que el aspecto del aceite debe ser limpio y libre de sedimentos y materia en suspensión.

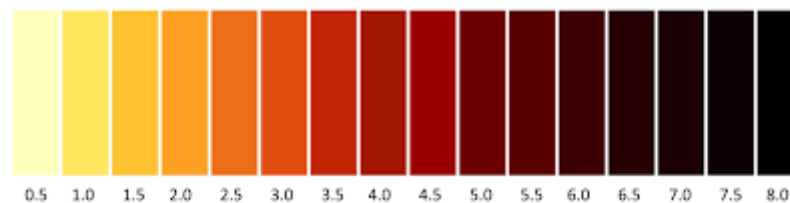


Figura 3.28 – Escala de color [43].

- **Rigidez dieléctrica:** la tensión de ruptura dieléctrica en el aceite de un transformador debe ser elevada. Sin embargo, partículas contaminantes tienden a reducir el valor de la misma. Por lo tanto, la medición de la rigidez dieléctrica sirve principalmente para la detección de contaminantes. Es importante destacar que la rigidez dieléctrica es fuertemente dependiente de la temperatura de extracción, por lo que es necesario tomar las muestras a una temperatura cercana a la que estará sometido el aceite en el funcionamiento normal de la máquina.

De acuerdo con [41], el valor de tensión de ruptura dieléctrica debe ser superior a 60 kV, para equipos nuevos de tensión nominal superior a 170 kV.

- **Contenido de agua:** la humedad en el transformador es algo que debe evitarse a toda costa. Las partículas de agua reducen la tensión de ruptura dieléctrica del aceite, deterioran el aislamiento sólido y por lo tanto

aceleran el envejecimiento del transformador. Al igual que la rigidez dieléctrica, el contenido de agua en el aceite es altamente dependiente de la temperatura. Esto se debe a que el agua tiende a depositarse en el papel. Sin embargo, cuando el transformador toma carga y aumenta la temperatura de los bobinados, el agua del papel se difunde hacia el aceite.

De acuerdo con [41], el contenido de agua en el aceite debe ser inferior a 10 mg/kg.

- Acidez (número de neutralización): esta propiedad es un indicador de los contaminantes ácidos presentes en el aceite. Los ácidos tienen impacto en el deterioro del aislamiento sólido, y también en la corrosión de las partes metálicas. La velocidad de incremento de esta propiedad es un indicador del aumento del envejecimiento del transformador. A su vez, el nivel de acidez suele ser utilizado como guía para determinar cuando el aceite debe ser regenerado o reemplazado.

De acuerdo con [41], la acidez debería ser inferior a 0,03 mgKOH/g.

- Factor de disipación dieléctrica o resistividad: el factor de disipación y la resistividad de un aceite son parámetros que indican la calidad y el grado de contaminación del fluido aislante. El factor de disipación aumenta con la presencia de sustancias polares solubles, cuya presencia se atribuye al envejecimiento. La medición de estos parámetros suele realizarse a temperaturas elevadas, generalmente 90°C. Esto se debe a que, de esta manera, las pérdidas son debidas exclusivamente a la resistividad del fluido. A su vez, existe una relación directa entre resistividad y factor de disipación dieléctrica, por lo que no es necesario medir ambas, siendo el factor de disipación el más utilizado.

De acuerdo con [41], el factor de disipación debe ser inferior a 0,01% a 90°C y la resistividad superior a 60 GΩm.

- Contenido de inhibidor: una característica deseada en el aceite es tener una buena estabilidad a la oxidación, propiedad que será desarrollada más adelante. Para lograr esto, se suelen añadir inhibidores de oxidación al aceite. En los aceites inhibidos, se consume primero el inhibidor, evitando la formación de productos de oxidación. Una vez que se consume el inhibidor, la velocidad de oxidación aumenta.

De acuerdo con [44], el aceite se considera inhibido cuando el contenido de inhibidor se encuentra entre 0,08% y 0,4%. Para valores inferiores a 0,08% se considera que el aceite es parcialmente inhibido, mientras que si no es detectable se considera aceite sin inhibir.

### *Ensayos complementarios*

- **Sedimentos y lodos:** los sedimentos son materiales insolubles presentes en el aceite, originados por oxidación, degradación de materiales aislantes, productos sólidos por las condiciones de servicio del equipo, etc. Mientras que los lodos son un residuo polimerizado debido a la degradación del material aislante.

Si bien los lodos son solubles en el aceite, cuando la cantidad es elevada se precipitan y contribuyen a los sedimentos. La presencia de ambas sustancias altera las propiedades eléctricas del aceite y dificultan el intercambio de calor incrementando la degradación del material aislante.

De acuerdo con [44], el contenido de lodos debe ser inferior a 0,8% en aceites nuevos.

- **Tensión interfacial:** la tensión interfacial, o IFT por sus siglas en inglés (Interfacial tension), es una propiedad que permite detectar contaminantes polares solubles y productos de degradación. Un rápido descenso de la IFT puede significar problemas de compatibilidad entre el aceite y algunos materiales del transformador, así como una contaminación durante el llenado del transformador.

De acuerdo con [41], la IFT debe ser superior a 35 mN/m.

- **Partículas (recuento de partículas y distribución por tamaños):** en el aceite pueden aparecer partículas por distintos motivos. Un mal filtrado del aceite, partículas del proceso de fabricación, desgaste metálico, envejecimiento de los materiales, partículas de carbón debido a puntos calientes, etc.

Según [45], los resultados obtenidos se expresan mediante un código de 3 dígitos, en el cual el primero corresponde a la cantidad de partículas superiores a 4  $\mu\text{m}/\text{mm}$ , el segundo a la cantidad de partículas superiores a 6  $\mu\text{m}/\text{mm}$ , y el tercero a la cantidad de partículas superiores a 14  $\mu\text{m}/\text{mm}$ . Sin embargo, en la edición previa de dicha referencia, se utilizaba un código de dos dígitos, equivalentes a los dos últimos del nuevo código

De acuerdo con [41], se puede clasificar al grado de contaminación del aceite según la cantidad de partículas encontradas de la siguiente manera:

Tabla 3.6 – Clasificación del según la cantidad de partículas.

Clasificación ISO 4406:1987	Clasificación ISO 4406:1999	Nivel de Contaminación
Hasta 8/5	Hasta 10/8/5	Contaminación de fondo
9/6 a 10/7	11/9/6 a 13/10/7	Baja
11/8 a 15/12	14/11/8 a 17/15/12	Buena
16/13 a 17/14	18/16/13 a 19/17/14	Regular
18/15 y superior	20/18/15 y superior	Pobre

Un nivel de contaminación buena es un valor típico de transformadores en servicio, mientras que un nivel de contaminación pobre generalmente implica condiciones de trabajo anormales.

### Ensayos de investigación especial

- **Estabilidad a la oxidación:** la estabilidad a la oxidación es la capacidad de aceite no usado para resistir a la oxidación bajo sollicitaciones térmicas y en presencia de oxígeno y un catalizador de cobre. Es un parámetro para determinar la esperanza de vida del aceite cuando sea puesto en servicio.
- **Punto de inflamación:** el punto de inflamación de un aceite debe ser lo suficientemente elevado para evitar su ignición. Sin embargo, no es una característica que brinde información sobre la condición del aceite.  
De acuerdo con [44], el punto de inflamación debe ser superior a 135°C en aceites de transformador.
- **Compatibilidad:** muchas veces es necesario rellenar un transformador para mantener niveles. Esto debe realizarse con aceite sin uso que tenga la misma clase que el aceite en servicio. Generalmente no hay inconvenientes cuando la cantidad adicionada es inferior al 5%, pero cuando los niveles son mayores puede producirse una incompatibilidad entre el aceite nuevo y un aceite envejecido. Esto puede provocar la precipitación de lodos.  
En el comisionado de un transformador esta prueba no es necesaria ya que no se cuenta con aceite envejecido.
- **Punto de congelación:** es necesario que el aceite no se congele en bajas temperaturas para mantener su fluidez. Sin embargo, esta es una característica propia de cada aceite, y no se ve afectada por el envejecimiento del mismo.  
De acuerdo con [44], se recomienda que el punto de congelación sea inferior a -40°C.

- **Densidad**: la densidad del aceite es un parámetro especialmente importante para climas fríos. Los cristales de hielo formados en aceites con alta densidad pueden flotar, lo cual puede ocasionar contorneos. Al igual que el punto de congelación, la densidad no es una propiedad que se modifique con el deterioro del aceite.  
De acuerdo con [44], la densidad medida a 20°C debe ser inferior a 0,895 g/ml.
- **Viscosidad**: la viscosidad es un parámetro que influye en la transferencia de calor del aceite. Si la viscosidad es baja, el aceite puede fluir fácilmente, y por lo tanto se tiene una buena capacidad de transferencia de calor.  
De acuerdo con [44], la viscosidad medida a 40°C debe ser menor a 12mm<sup>2</sup>/s, mientras que la viscosidad medida a -30°C debe ser menor a 1800mm<sup>2</sup>/s.
- **Policlorobifenilos (PCB)**: a pesar de poseer excelentes propiedades térmicas y eléctricas, los policlorobifenilos son altamente nocivos a la salud, y, debido a su estabilidad química y su resistencia a la biodegradación, su grado de contaminación es elevado. Por esto mismo, los aceites deben estar libres de PCB.  
De acuerdo con [41], se considera que el aceite está libre de PCB cuando su contenido no es detectable, es decir que es inferior a 2 mg/kg.
- **Azufre corrosivo**: cuando la temperatura del aceite es elevada, las moléculas de aceite que contienen azufre se pueden descomponer y reaccionar con las partes metálicas formando sulfuros. Si estos se depositan en el papel aislante pueden reducir las propiedades aislantes del mismo.  
De acuerdo con [41], el aceite no debe poseer azufre del tipo corrosivo.
- **Contenido en dibencildisulfuro (DBDS)**: el dibencildisulfuro es un compuesto de azufre corrosivo, cuyo aporte a la corrosión es importante.  
De acuerdo con [41], el contenido de DBDS debería ser inferior a 5 mg/kg.
- **Contenido en pasivante**: para disminuir los riesgos del azufre corrosivo, se suele utilizar un pasivante de metales. Su función es inhibir las reacciones del cobre con el azufre corrosivo. Además, mejor la estabilidad a la oxidación.  
Si bien no hay establecido un valor límite para el pasivante, de acuerdo con [41], se suele utilizar 100 mg/kg.



**3.3.11 Resumen de ensayos**

En la tabla 3.7 se presenta un resumen de las pruebas desarrolladas, indicando en que parte del transformador permiten detectar defectos.

*Tabla 3.7 – Resumen de ensayos desarrollados.*

	Aislamiento entre espiras	Aislamiento de devanados y bushing	Continuidad en devanados y bushing	Geometría de devanados	Aislamiento del circuito magnético	Integridad del circuito magnético	Condición del aceite
Relación de transformación	X						
Resistencia de devanados			X				
Corriente de magnetización	X					X	
Capacitancia y FD		X		X	X	X	
Reactancia de dispersión				X			
Resistencia de aislamiento		X			X		
Aislamiento del núcleo					X		
Análisis de la respuesta en frecuencia	X			X	X	X	
Espectroscopía en el dominio de la frecuencia		X					X
Análisis físico-químico del aceite							X

## **Capítulo IV: Aplicación en un caso real**

En este capítulo se describe el proceso al cual fue sometido un transformador GSU de una central hidroeléctrica desde su fabricación hasta su emplazamiento final. Se describen conceptualmente los medios de transporte utilizados, los ensayos realizados y los resultados obtenidos.

## 4.1 Introducción

La central hidroeléctrica Futaleufú se encuentra ubicada sobre el río Futaleufú, en la provincia de Chubut, a 45 km de la localidad de Esquel. La misma cuenta con cuatro turbinas Francis con generadores de 118 MW cada uno, alcanzando una potencia instalada total de 472 MW.

Cada generador tiene asociado un transformador de 118 MVA de potencia nominal que eleva la tensión de generación de 13,8 kV a la tensión de transmisión de 330 kV.

Cabe destacar que la transmisión en 330 kV no es convencional en Argentina, sino que ésta es la única central que transmite la potencia generada en dicho nivel de tensión, ya que inicialmente toda la potencia generada estaba destinada a la planta de aluminio ALUAR ubicada en Puerto Madryn. Sin embargo, hoy la central se encuentra interconectada al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) y aporta energía a la red nacional.

La central ingresó en operación en el año 1978, por lo que lleva casi 40 años en funcionamiento. Dada su antigüedad, las autoridades decidieron realizar un revamping o repotenciación de la central. Este proceso incluye un rebobinado de los estatores de los generadores, permitiendo que la máxima potencia generada por cada grupo llegue a 140 MW. Por esto mismo se decidió reemplazar los transformadores de 118 MVA por máquinas nuevas de 140 MVA.

El revamping de la central es un proceso que lleva algunos años y se realiza de forma escalonada. Previendo esta ampliación de potencia de la central, en el año 2007 se compró un transformador nuevo de 140 MVA, destinado a ser reserva hasta que se decida su emplazamiento definitivo.

El primer paso que se tomó hacia la ampliación de la central fue reemplazar el transformador del grupo generador 1 por el transformador de reserva de 140 MVA. El transformador original queda como unidad de reserva luego del cambio.

## 4.2 Características principales del transformador bajo ensayo

El transformador ensayado es un transformador del tipo GSU, fabricado en el año 2007. Su función es elevar la tensión de generación a la tensión de transmisión. Es un transformador de dos arrollamientos, de tensiones nominales 345 / 13,8 kV. No posee regulador de tensión de ningún tipo. Esto es admisible, ya que, al estar conectado en bornes de un generador, la tensión puede ser regulada simplemente modificando la excitación del generador.

Su potencia nominal máxima es de 140 MVA, la cual es alcanzada a través de dos etapas de refrigeración del tipo OFAF. Con estos datos, se

determina que la corriente máxima que circulará por los bobinados de alta tensión es de 229 A, y por los bobinados de media tensión es de 5857 A.

El grupo de conexión es Ynd5, es decir que el bobinado de AT se encuentra conectado en estrella con neutro accesible, y el bobinado de MT conectado en delta, con un desfase entre ambas tensiones de 150° eléctricos. La reactancia de dispersión es de 11,89%.

Los bushings son del tipo condensador, con tap accesible tanto en AT como en MT. Posee conexión a tierra del núcleo accesible.

Sus principales datos de placa son los siguientes:

- *Marca:* ABB
- *Año de fabricación:* 2007
- *Potencia:* 140 MVA
- *Tensiones:* 353/13,8 kV
- *Grupo de conexión:* Ynd5
- *Reactancia de cortocircuito:* 11,89 %

### 4.3 Traslado y emplazamiento del transformador

El transformador fue fabricado en Brasil, en una fábrica ubicada en el municipio de Guarulhos, San Pablo. Debido a la gran distancia que hay entre la fábrica y la central, el transformador fue diseñado para soportar dos tipos de transportes: por mar en buque y en carretones por tierra.

Previo a iniciar el transporte, el transformador fue ensayado por la empresa fabricante, siendo supervisados por personal del comprador, es decir de la central hidroeléctrica. Los ensayos realizados en esta instancia serán denominados “Ensayos *de fábrica*” de aquí en adelante. Dichos ensayos fueron realizados en Octubre de 2007.

Luego de ser ensayado, comienza el transporte. El primer trayecto que realiza el transformador es en carretón desde la fábrica hasta el Puerto de Santos, ubicado a una distancia de 120 km aproximadamente por ruta.

Una vez en el puerto, el transformador fue retirado del carretón mediante grúas, y fue ubicado en un buque, donde es fijado para evitar daños durante el transporte. En estas condiciones, el transformador fue trasladado hasta el puerto de Bahía Blanca, recorriendo una distancia de aproximadamente 2500 km. En este puerto, el transformador se volvió a cargar en un carretón, en el cual continuó el resto del trayecto hacia la central. En estas condiciones recorrió aproximadamente 1400 km.

La distancia total recorrida por el transformador fue de aproximadamente 4000 km, por lo que el tiempo requerido para esta operación fue de varios meses.

Una vez en la central, el transformador fue descargado del carretón y montado sobre los rieles, donde, utilizando malacates especiales, fue finalmente emplazado en el sitio destinado para la unidad de reserva. En esta instancia, la central realizó una nueva batería de ensayos. Los ensayos realizados en esta etapa serán denominados como “*Ensayos post-armado*” de aquí en más. El transformador se mantuvo durante siete años en esa posición sin ser energizado.

En febrero de 2016 se decidió que el transformador sería trasladado hacia el sitio destinado para el transformador elevador de la unidad de generación 1. Dicho recorrido es de unos pocos metros dentro de la central, pero implicó su desarmado parcial, por lo que se decidió realizar una batería de ensayos previa a su movilización.

El objetivo de dichos ensayos fue principalmente obtener valores de referencia para comparar con los obtenidos luego del movimiento. De esta forma se pudo determinar si el transformador sufrió daños o modificaciones en el traslado. Los ensayos realizados en esta etapa serán denominados como “*Ensayos de Etapa I*”.

Luego del movimiento, el transformador fue emplazado definitivamente en la salida de las barras del grupo generador 1. Nuevamente se realizaron ensayos para determinar su condición luego del movimiento, y por ende determinar si es recomendable su energización o no. Los ensayos en esta etapa fueron denominados “*Ensayos de Etapa II*”.

## 4.4 Ensayos realizados, e interpretación de los resultados obtenidos

### 4.4.1 Ensayos realizados en cada etapa

Previo a la energización del transformador se decidió hacer un análisis integral de su condición para evaluar la conveniencia o no de su puesta en servicio.

Dicha evaluación fue realizada en cuatro etapas. La primera, que sirve como referencia para las siguientes, es la realizada en fábrica. Los ensayos se realizaron con el transformador completamente ensamblado una vez finalizada su construcción en Octubre de 2007. A continuación se detallan las pruebas realizadas que son de utilidad para realizar el diagnóstico de la condición del transformador:

- *Relación de transformación*
- *Resistencia de devanados*
- *Pérdidas e Intensidad de Vacío*
- *Pérdidas en Carga y Tensión de Cortocircuito*

- *Resistencia del Aislamiento*
- *Capacitancia y FD del Aislamiento*
- *Capacitancia y FD de bushings*
- *SFRA*

En Abril de 2009 se realizó una nueva tanda de ensayos para verificar la condición de la máquina luego de su transporte. Dichos ensayos fueron realizados por el personal de mantenimiento de la central. A continuación se detallan los ensayos realizados al transformador en esta etapa:

- *Relación de transformación*
- *Resistencia de devanados*
- *Capacitancia y FD del Aislamiento*
- *Capacitancia y FD de bushings*
- *Medición de aislamiento, relación, curvas de saturación y polaridad en los TC.*
- *Aislamiento del núcleo*
- *Resistencia de aislamiento*

En Febrero de 2016 se realizó otra tanda de ensayos, previo a su movilización. A continuación se detallan los ensayos realizados:

- *Relación de Transformación*
- *Resistencia de Devanados*
- *Capacitancia y FD del Aislamiento*
- *Capacitancia y FD de bushings*
- *Corriente de Magnetización*
- *Aislamiento del Núcleo*
- *SFRA*
- *FDS*

En Mayo de 2016, la máquina fue emplazada definitivamente a la salida del generador N°1. En esta instancia se volvieron a realizar ensayos para garantizar que el transformador no haya sufrido daños en el movimiento. Los ensayos realizados fueron los siguientes:

- *Relación de Transformación*
- *Resistencia de Devanados*
- *Capacitancia y FD del Aislamiento*
- *Capacitancia y FD de bushings*
- *Corriente de Magnetización*
- *Aislamiento del Núcleo*

- *SFRA*
- *FDS*
- *Polaridad y relación de transformación de TC*

En el presente trabajo serán analizados los ensayos realizados en las Etapas I y II, dejando los ensayos de fábrica y post armado como referencia.

#### 4.4.2 Resultados obtenidos en cada prueba y su interpretación

##### 4.4.2.1 Relación de transformación

El ensayo de relación de transformación fue realizado únicamente en la segunda etapa, ya que se contaba con los valores de referencia de los ensayos de fábrica y post-armado.

Para su realización se utilizó un equipo marca Megger modelo TTR330, y la tensión utilizada fue de 80V. El equipo cuenta con dos juegos de cables tetrapolares con pinzas: uno para alta tensión y uno para baja tensión. La nomenclatura utilizada para los cables es H1, H2, H3 y H0 para los de AT y X1, X2, X3 y X0 para los de BT.

Se conectaron los cables a los terminales correspondientes, es decir, el cable H1 al terminal H1 del transformador, el cable X1 al terminal X1 del transformador, y así siguiendo. La punta X0 no se utilizó, ya que el lado de 13,8 kV se encuentra conectado en delta.

Luego se configuró el grupo de conexión del transformador en el equipo, y se realizó la medición.

Si bien la prueba es monofásica, el equipo está diseñado para aplicar tensión en un bobinado a la vez de forma automática, sin la necesidad de modificar el conexionado.



Figura 4.1 – Megger TTR330.

En la tabla 4.1 se presentan los resultados obtenidos en las mediciones junto con los valores de referencia. En la tabla 4.2 se presentan las desviaciones con respecto al valor de referencia. En la tabla 4.3 se muestran los valores de desplazamiento angular medidos únicamente en la Etapa II.

Tabla 4.1 – Resultados del ensayo de relación de transformación.

	Rel. Teórica	Fábrica	Post-armado	Etapa II
H1-H0/X3-X1	14,769	14,77	14,770	14,784
H2-H0/X1-X2	14,769	14,76	14,760	14,779
H3-H0/X2-X3	14,769	14,76	14,750	14,7720

Tabla 4.2 – Desviaciones del ensayo de relación de transformación.

	Fábrica	Post-armado	Etapa II
H1-H0/X3-X1	0,008%	0,008%	0,102%
H2-H0/X1-X2	-0,060%	-0,060%	0,068%
H3-H0/X2-X3	-0,060%	-0,128%	0,021%

Tabla 4.3 – Desplazamiento angular.

	Etapa II
H1-H0/X3-X1	-0,14°
H2-H0/X1-X2	-0,14°
H3-H0/X2-X3	-0,17°

Como se puede ver, todas las mediciones resultaron con una desviación inferior a 0,5%, siendo el valor máximo registrado de 0,102%. Los valores de



desplazamientos angulares fueron admisibles. A su vez, se verificó el grupo de conexión Ynd5 del transformador.

Adicionalmente, se realizó la prueba de polaridad en los transformadores de corriente montados en los bushings de AT para verificar su correcto conexionado. El transformador posee 2 TC en cada bushing para medición y protección, excepto en la fase central, que tiene un tercer TC utilizado para imagen térmica. La prueba se realizó aplicando una tensión de 40V en los terminales secundarios de los TC, y midiendo la corriente que circula por el bobinado de AT, es decir el primario de los TC.



*Figura 4.2 – Bornera de terminales secundarios de los TC de un bushing.*

En todos los casos se encontró que el desfase angular era cercano a  $0^\circ$ , por lo que se verificó el correcto conexionado de los TC.

Considerando los valores obtenidos y los límites admisibles, se considera que el ensayo de relación de transformación en el transformador, y de polaridad en los transformadores de corriente, fue satisfactorio.

#### *4.4.2.2 Resistencia de devanados*

El ensayo de resistencia de devanados, al igual que el de relación de transformación, fue realizado únicamente en la segunda etapa por los mismos motivos.

El equipo utilizado para la medición fue un instrumento marca Megger, modelo MTO330, con una corriente aplicada de 10A.

Este equipo cuenta con la ventaja de que puede utilizar los mismos cables que el relaciómetro TTR330, por lo que no fue necesario volver a realizar las conexiones. Se hace hincapié en esto, ya que, dadas las dimensiones del transformador, es necesario utilizar una grúa para poder acceder a los terminales de AT. Poder utilizar los mismos cables para las dos pruebas reduce considerablemente los tiempos de ensayo.

Ya que la prueba es independiente para cada bobina, luego de configurar el equipo con el grupo de conexión, el equipo inyecta corriente entre los dos terminales de la bobina que se desea medir.



Figura 4.3 – Megger MTO330.

En la tabla 4.4 se muestran los valores medidos en cada etapa, y la temperatura del aceite en el momento de la medición, considerando los resultados obtenidos en fábrica como referencia. En la tabla 4.5 se presentan los valores corregidos a la temperatura de referencia (75°C), en la tabla 4.6 las desviaciones con respecto a la referencia y en la tabla 4.7 las desviaciones entre mediciones de cada bobinado.

Tabla 4.4 – Resultados del ensayo de resistencia de devanados.

	Fábrica	Post-armado	Etapas II
H1-H0 [ $\Omega$ ]	1,1595	1,2306	1,1350
H2-H0 [ $\Omega$ ]	1,1610	1,2334	1,1340
H3-H0 [ $\Omega$ ]	1,1605	1,2324	1,1370
X1-X2 [m $\Omega$ ]	2,5633	2,66	2,445
X2-X3 [m $\Omega$ ]	2,5651	2,71	2,484
X3-X1 [m $\Omega$ ]	2,5758	2,668	2,495
T <sub>med</sub> [°C]	25,8	40	18

Tabla 4.5 – Valores corregidos por temperatura.

	Fábrica	Post-armado	Etapla II
H1-H0 [ $\Omega$ ]	1,3787	1,3850	1,3912
H2-H0 [ $\Omega$ ]	1,3804	1,3881	1,3900
H3-H0 [ $\Omega$ ]	1,3798	1,3870	1,3937
X1-X2 [m $\Omega$ ]	3,0478	3,0010	2,9969
X2-X3 [m $\Omega$ ]	3,0499	3,0500	3,0447
X3-X1 [m $\Omega$ ]	3,0627	3,0300	3,0582

Tabla 4.6 – Desviaciones del ensayo de resistencia de devanados con respecto a la referencia.

	Post-armado	Etapla II
H1-H0	0,46%	0,91%
H2-H0	0,55%	0,69%
H3-H0	0,52%	1,00%
X1-X2	-1,54%	-1,67%
X2-X3	0,00%	-0,17%
X3-X1	-1,07%	-0,14%

Tabla 4.7 – Desviaciones entre mediciones de cada devanado.

	Fábrica	Post-armado	Etapla II
H1-H0/H2-H0	0,13%	0,22%	0,09%
H2-H0/H3-H0	0,04%	0,08%	0,26%
H3-H0/H1-H0	0,09%	0,14%	0,18%
X1-X2/X2-X3	0,07%	1,63%	1,60%
X2-X3/X3-X1	0,42%	0,66%	0,44%
X3-X1/X1-X2	0,49%	0,96%	2,00%

La máxima desviación con respecto a los valores corregidos de fábrica es de 1,67%, inferior al 5% admisible según [23]. A su vez, la máxima desviación entre devanados es de 2%, también dentro de los límites admisibles.

Por lo tanto se considera que la prueba de resistencia de devanados fue exitosa.

Por último, luego de finalizada esta prueba, se procedió a la desmagnetización del núcleo. El mismo equipo posee una función que permite aplicar ciclos de corriente de valores cada vez inferiores. Se desmagnetizó el núcleo tanto por el lado de AT como por el lado de MT para asegurarse que la magnetización remanente sea despreciable y no afecte a las pruebas siguientes.

#### 4.4.2.3 Capacitancia y factor de disipación

Se midió la capacitancia y factor de disipación del aislamiento del transformador y de los aislamientos principales de los bushings (C1) en ambas etapas. También se realizó en los descargadores de sobretensión, pero únicamente en la segunda etapa.

El equipo utilizado fue un puente marca Megger, modelo Delta 4300, que permite aplicar una tensión de hasta 12 kV. Para realizar las pruebas en el transformador, se cortocircuitaron los 4 terminales de AT entre sí y los 3 de baja entre sí utilizando un cable de 2,5mm<sup>2</sup>.



Figura 4.4 – Megger Delta 4300.

Ya que lo más trabajoso es alcanzar los terminales de AT, se conectó la punta de alta tensión del equipo en dichos terminales y se realizaron todas las pruebas que requieran esa configuración. Con el cable de baja tensión del equipo conectado en los terminales de MT se realizaron las pruebas 1, 2, 3 y 4. Luego se llevó a cabo la medición de los aislamientos principales de los bushings de AT, colocando la punta de BT en el tap de cada bushing.

Finalizadas estas mediciones se procedió a realizar las pruebas restantes, intercambiando los cables del equipo. Es decir, la punta de AT se conectó en los terminales de MT del transformador, y el cable de BT se conectó en el lado de AT. De esta forma se realizaron las pruebas 5, 6, 7 y 8.

Manteniendo la punta de AT en los terminales de MT se realizó la medición de los aislamientos de los bushings de 13,8 kV conectando el cable de BT en sus taps.



*Figura 4.5 – Medición de C1 del bushing de la fase X2.*

Por último, se realizó la medición de la capacitancia y tangente delta de las tres etapas de los descargadores de sobretensión, que también fueron instalados junto con el transformador nuevo. En cada etapa se conectó la punta de AT en el extremo superior y el cable de BT en el extremo inferior. Para las dos etapas superiores se usó una configuración UST y para la etapa inferior se utilizó una configuración GST.

Para todas las pruebas en el transformador y en los bushings se utilizó el coeficiente ITC para la corrección de la tangente delta por temperatura a 20°. Sin embargo, como las temperaturas de medición en las etapas I y II fueron de 20°C y 23°C respectivamente, dicho coeficiente resultó igual a 1. En el caso de los descargadores, medidos únicamente en la etapa II, la temperatura fue de 19°C y la humedad del 33%.

En la tabla 4.8 se presentan los resultados de las 8 pruebas de capacitancia y FD en el aislamiento principal del transformador corregidos a 20°C. En la tabla 4.9 se muestran las desviaciones de las capacitancias medidas con respecto a la referencia. En la tabla 4.10 se muestran los valores obtenidos en las mediciones de los aislamientos principales de los bushings corregidos a 20°C junto con los valores de referencia, es decir, de placa. En la tabla 4.11 se muestran las desviaciones de las capacitancias con respecto a la referencia. En la tabla 4.12 se presentan los resultados obtenidos en la prueba sobre los descargadores, corregidos a 20°C.

Tabla 4.8 – Resultados de la prueba de capacitancia y FD en el transformador.

N° de Prueba	Aisl.	Fábrica		Post armado		Etapa I		Etapa II	
		Capacitancia [pF]	FD [%]	Capacitancia [pF]	FD [%]	Capacitancia [pF]	FD [%]	Capacitancia [pF]	FD [%]
1	CHL+CHG	9798	0,21	9688	0,332	9627	0,23	9627	0,23
2	CHG	4626	-	4607	0,444	4563	0,24	4563	0,26
3	CHL	5172	0,18	5076	0,228	5077	0,24	5078	0,23
4	CHL'	5172	-	5081	-	5064	-	5064	-
5	CLG+CHL	29097	0,19	28606	0,223	28576	0,2	28576	0,2
6	CLG	23925	-	23529	0,252	23530	0,2	23531	0,2
7	CHL	5172	0,18	5076	0,228	5078	0,2	5078	0,2
8	CHL'	5172	-	5077	-	5046	-	5045	-

\*Las pruebas 4 y 8 no poseen FD ya que son calculadas por el software restando la capacitancia de la prueba 1 con la 2 y de la 5 con la 6 respectivamente.

\*\*En las pruebas 2 y 6 en fábrica no se midió el FD.

Tabla 4.9 – Desviaciones de las capacitancias medidas con respecto a la referencia.

N° de Prueba	Aislamiento	Post armado	Etapa I	Etapa II
1	CHL+CHG	-1,12%	-1,75%	-1,75%
2	CHG	-0,41%	-1,36%	-1,36%
3	CHL	-1,86%	-1,84%	-1,82%
4	CHL'	-	-	-
5	CLG+CHL	-1,69%	-1,79%	-1,79%
6	CLG	-1,66%	-1,65%	-1,65%
7	CHL	-1,86%	-1,82%	-1,82%
8	CHL'	-	-	-

Tabla 4.10 – Resultados de la prueba de capacitancia y FD en los bushings.

Fase	Referencia (placa)		Etapa I		Etapa II	
	Capacitancia [pF]	FD [%]	Capacitancia [pF]	FD [%]	Capacitancia [pF]	FD [%]
H1	537	0,41	528,8	0,40	527,1	0,42
H2	537	0,40	529,8	0,39	527,8	0,41
H3	537	0,41	531,6	0,39	529,9	0,42
H0	-	-	195,3	0,36	195,6	0,37
X1	413	0,29	404,1	0,29	406,2	0,28
X2	417	0,27	408,1	0,26	409,9	0,26
X3	413	0,28	404	0,27	405,7	0,27

\*El bushing del centro de estrella del lado de AT (H0) no posee valores de placa.

*Tabla 4.11 - Desviaciones de las capacitancias medidas en los bushings con respecto a la referencia.*

Fase	Etapa I	Etapa II
H1	-1,53%	-1,84%
H2	-1,34%	-1,71%
H3	-1,01%	-1,32%
H0	-	-
X1	-2,15%	-1,65%
X2	-2,13%	-1,70%
X3	-2,18%	-1,77%

*Tabla 4.12 – Resultados de la prueba de capacitancia y FD en los descargadores de sobretensión.*

Fase	Etapa de descargador	Etapa II		
		Capacitancia [pF]	FD [%]	Pérdidas [W]
1	1	75,57	3,23	0,0758
1	2	61,72	4,11	0,0787
1	3	71,66	4,28	0,0958
2	1	75,04	3,22	0,0752
2	2	61,58	4,12	0,0791
2	3	71,01	4,32	0,0959
3	1	75,66	3,24	0,0765
3	2	61,74	4,13	0,0795
3	3	71,35	4,35	0,0967

En primer lugar, se verifica que la prueba fue realizada correctamente, ya que las diferencias entre las pruebas 3 y 4, y 7 y 8 fueron inferiores a 5% en ambas etapas.

Los valores de FD de los aislamientos del transformador se encuentran todos por debajo de 0,5%. La mayor desviación observada en las capacitancias fue de -1,86%, siendo la máxima admisible de 5%.

En los bushings se observan valores de FD muy similares a los de placa, siendo todos inferiores a 0,5%. Con respecto a la capacitancia, se observa que la máxima desviación es de 2,18%, valor inferior al límite admisible establecido en 5%.

Si bien no se cuentan con normas que permitan interpretar claramente los resultados obtenidos en los descargadores de sobretensión, se pueden realizar algunas observaciones.



Los valores de capacitancia y FD son prácticamente idénticos para la misma etapa de las distintas fases. Es poco probable que los tres descargadores sufran deterioros idénticos, por lo que se considera que los valores medidos son los valores normales de dicho equipamiento. Por lo expuesto se decide utilizar los valores medidos como referencia para futuras mediciones.

A su vez, se verifica que los valores de las pérdidas son similares para cada etapa.

Considerando los resultados obtenidos, se considera que la prueba de capacitancia y FD en el transformador, sus bushings, y los descargadores de sobretensión, fue superada.

#### 4.4.2.4 Reactancia de dispersión

La prueba de reactancia de dispersión fue realizada únicamente en la Etapa II. Dicha prueba fue realizada de forma monofásica, a diferencia del ensayo en fábrica que se realizó de forma trifásica. Por lo tanto no se poseen valores de referencia y los resultados obtenidos para cada fase serán comparados entre sí.

Para la realización de la misma, se realizó un cortocircuito en los terminales de BT utilizando un conductor de sección considerablemente mayor a los utilizados en la prueba de capacitancia y FD. Esto se debe a que la resistencia e inductancia del cortocircuito pueden afectar a la medición.

El equipo utilizado fue un instrumento marca Megger, modelo MLR10, siendo la tensión de ensayo 250V.



Figura 4.6 – Megger MLR10.



En la tabla 4.13 se pueden observar los resultados obtenidos para la prueba

*Tabla 4.13 – Resultados de la prueba de reactancia de dispersión.*

Ensayo Nº	Terminales energizados	Terminales en cortocircuito	Terminales en vacío	Reactancia Xcc [%]
1	H1-H0	X1-X3	H2, H3; X2	4,04
2	H2-H0	X2-X1	H1, H3; X3	3,99
3	H3-H0	X3-X2	H1, H2; X1	3,99

Los valores medidos en cada fase resultan similares entre sí. A su vez, la suma de las tres reactancias difiere en un 1% del valor de placa.

Los resultados de la prueba fueron satisfactorios considerando que no se tenía referencia previa. Dichos resultados pueden ser utilizados para comparar futuras pruebas.

#### 4.4.2.5 Corriente de magnetización

El ensayo de corriente de magnetización se realizó en ambas etapas de ensayos. La prueba se realizó aplicando una tensión de 10 kV desde el lado de AT. Sin embargo, en los ensayos realizados previamente se aplicó la tensión nominal desde el lado de MT, por lo que los valores obtenidos no pueden ser comparados.

El equipo utilizado fue el mismo que para la prueba de capacitancia y FD, un Megger Delta 4300.

En la tabla 4.14 se pueden observar los resultados obtenidos en ambas etapas. En la tabla 4.15 se muestran las desviaciones entre las corrientes medidas de cada fase, y en la 4.16 las desviaciones de cada fase de la Etapa II con respecto a la Etapa I.

*Tabla 4.14 – Resultados de la prueba de corriente de magnetización.*

Fase	Corriente [mA]	
	Etapa I	Etapa II
H1-H0	21,921	20,340
H2-H0	15,700	14,960
H3-H0	18,960	18,770

*Tabla 4.15 – Desviaciones de la prueba de corriente de magnetización.*

Desviación	Etapa I	Etapa II
H1-H0/H2-H0	28,4%	26,5%
H1-H0/H3-H0	13,5%	7,7%
H3-H0/H2-H0	17,2%	20,3%

*Tabla 4.16 – Desviaciones entre mediciones de la prueba de corriente de magnetización.*

Fase	Desviación
H1-H0	7,2%
H2-H0	4,7%
H3-H0	1,0%

Se puede observar que las corrientes de las fases externas son de un 28,4% y 17,2% superiores a la de la fase central en la etapa I, mientras que en la etapa II las diferencias son de 26,5% y 20,3%. Dichos valores están dentro del orden de magnitud establecidos por la referencia.

Sin embargo, la diferencia entre las fases externas es de 13,5% en la primer etapa y 7,7% en la segunda. Ambos valores superiores a los sugeridos por la norma. A su vez, se detectó una modificación importante en la corriente de magnetización de la fase U.

Si bien los resultados obtenidos exceden los límites determinados por la norma, no se considera que impliquen una condición de alarma basándose en el historial del transformador. En los ensayos realizados en fábrica se registró una corriente de la fase H1 un 15% mayor que la fase 3, valores medidos desde el lado de media tensión, habiendo aplicado la tensión nominal. Por lo que no es factible comparar directamente los valores del ensayo en fábrica con los realizados en campo. Sin embargo, son indicadores de que la diferencia entre las corrientes de las fases externas es una condición natural de este transformador.

Se recomienda realizar un seguimiento de estas mediciones para verificar tendencias futuras.

#### 4.4.2.6 Aislamiento del núcleo

La medición de la resistencia del aislamiento del núcleo se realizó en las dos etapas de ensayos. A su vez, la prueba se realizó con la misma tensión en las etapas de fábrica y post-armado, por lo que se tienen dichos valores como referencia.

El equipo utilizado fue un megóhmetro marca Siemens, modelo B1405. La tensión de prueba fue de 1 kV, aplicada por 1 minuto. Las resistencias medidas fueron entre núcleo y tierra, grampa y tierra, y núcleo y grampa.



Figura 4.7 – Medición de resistencia de aislamiento del núcleo.

En la tabla 4.17 se pueden observar los valores medidos en todas las etapas, junto con las temperaturas de medición y los factores de corrección de acuerdo con [36]. En la tabla 4.18 se muestran los valores corregidos a 20°C.

Tabla 4.17 – Resultados de la medición de resistencia de aislamiento del núcleo.

	Fábrica	Post-armado	Etapas I	Etapas II
Núcleo/Tierra [GΩ]	1,45	11,30	6,50	13,80
Grampa/Tierra [GΩ]	1,65	10,40	8,10	12,30
Núcleo/Grampa [GΩ]	1,30	9,90	9,80	8,10
Tmed [°C]	37,8	11	20	22
Factor de corrección	3,6	0,5	1	1

Tabla 4.18 – Resultados corregidos a 20°C.

	Fábrica	Post-armado	Etapas I	Etapas II
Núcleo/Tierra [GΩ]	5,22	5,65	6,50	13,80
Grampa/Tierra [GΩ]	5,94	5,20	8,10	12,30
Núcleo/Grampa [GΩ]	4,68	4,95	9,80	8,10

En todos los casos se encuentran valores de resistencia mayores a 0,5GΩ, por lo que se considera satisfactoria la prueba.

El aumento de la resistencia de grampa y núcleo a tierra en la etapa II pudo deberse a que el aceite dieléctrico fue tratado entre ambas etapas, aumentando así su resistencia.

#### 4.4.2.7 FRA

La prueba de respuesta en frecuencia fue realizada en todas sus configuraciones en ambas etapas, excepto la admitancia en vacío del lado de MT, que fue realizado únicamente en la etapa II. Sin embargo, como referencia se tienen únicamente las curvas de amplitud de la configuración de admitancia en vacío tanto para el lado de AT como para el lado de MT, y la de admitancia en cortocircuito, realizadas en fábrica.

Para la realización de las pruebas se utilizó un equipo marca Megger, modelo FRAX 101. Se aplicó una tensión de 10V pico a pico, y el rango de frecuencia utilizado fue de 20 Hz a 2 MHz.

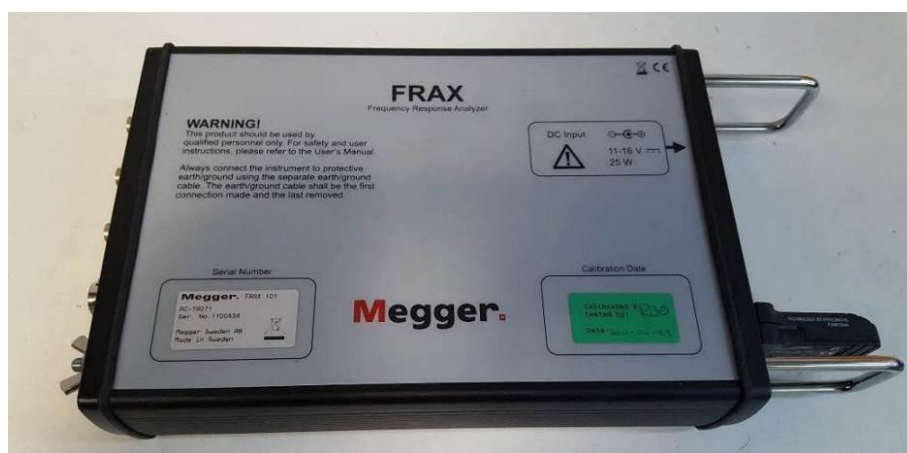


Figura 4.8 – Megger FRAX 101.



Figura 4.9 – Conexión del cable de medición de FRA en el bushing de neutro.

Al no contar con los registros de las pruebas realizadas en fábrica, no se pueden superponer las curvas obtenidas en esa etapa con las realizadas en las etapas I y II, por lo que se mostrarán por separado. En las figuras 4.10 a 4.22 se muestran los resultados obtenidos para cada configuración, tanto en módulo como en fase.

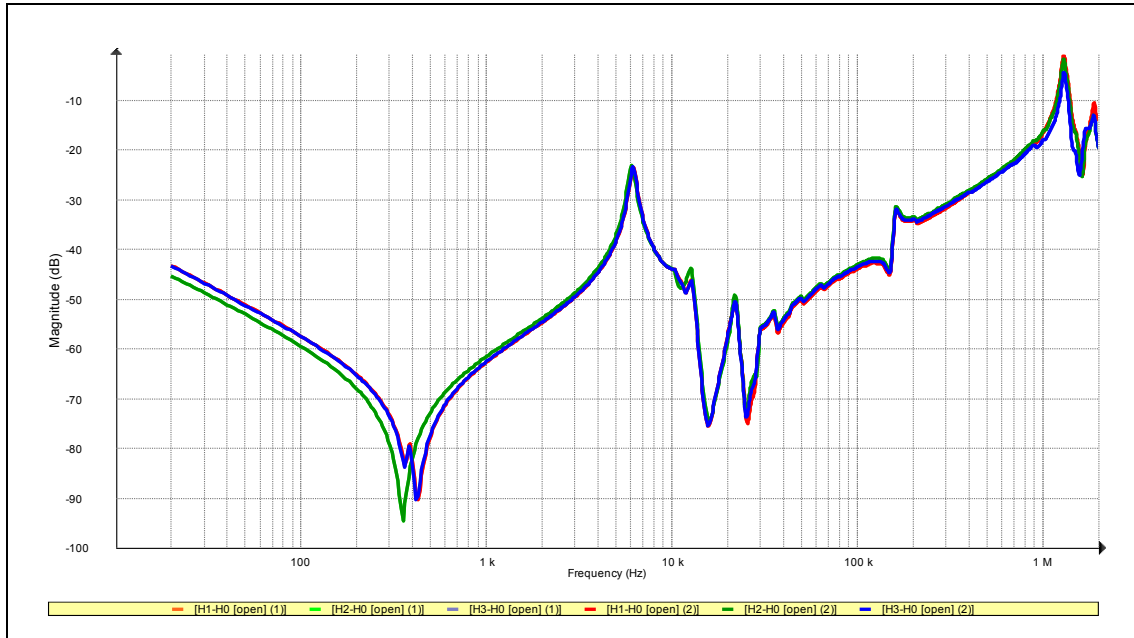


Figura 4.10 - Respuestas de amplitud de admitancia en vacío ( $Y_0$ ) - (1) Etapa I, (2) Etapa II.

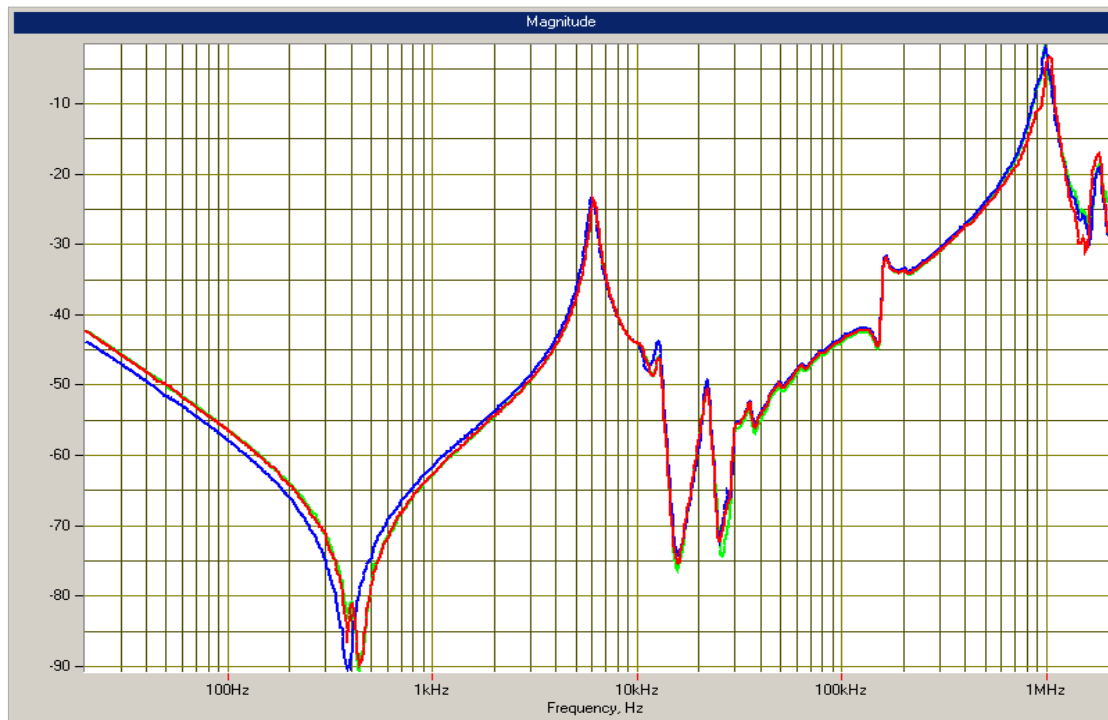


Figura 4.11 - Respuestas de amplitud de admitancia en vacío ( $Y_0$ ) – Fábrica.

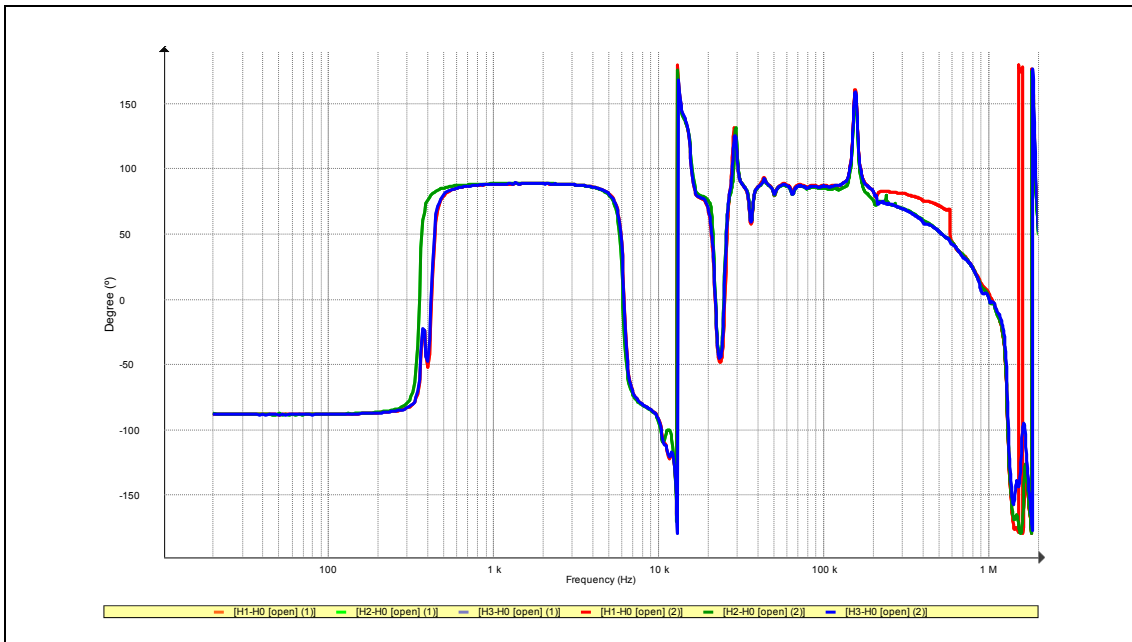


Figura 4.12 - Respuestas de fase de admitancia en vacío ( $Y_0$ ) - (1) Etapa I, (2) Etapa II.

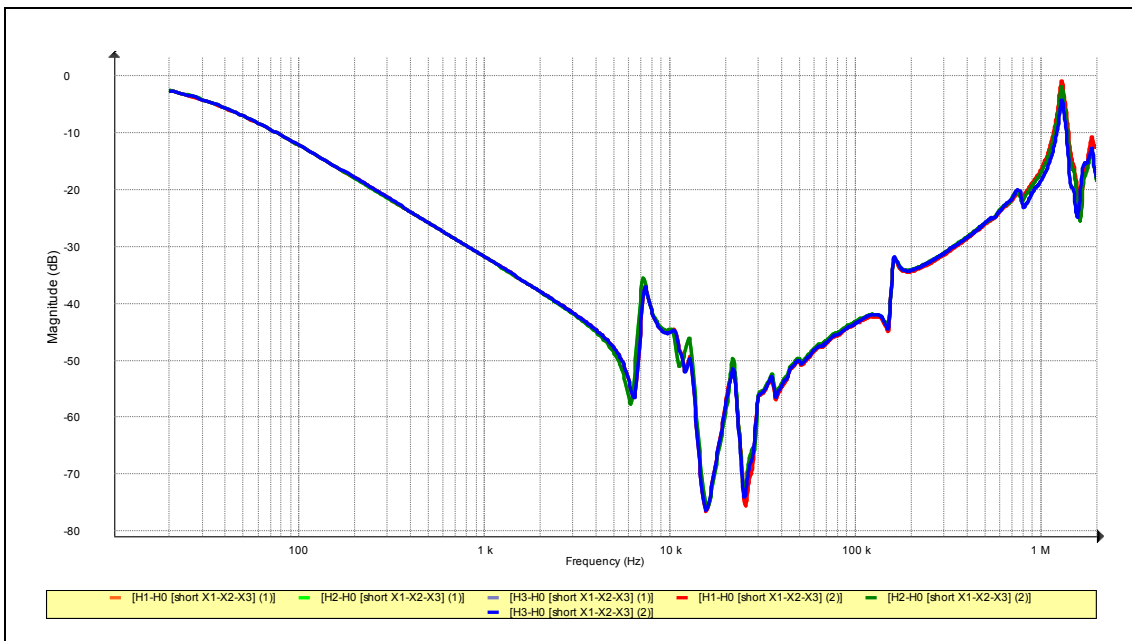


Figura 4.13 - Respuestas de amplitud de admitancia en cortocircuito ( $Y_{cc}$ ) - (1) Etapa I, (2) Etapa II.

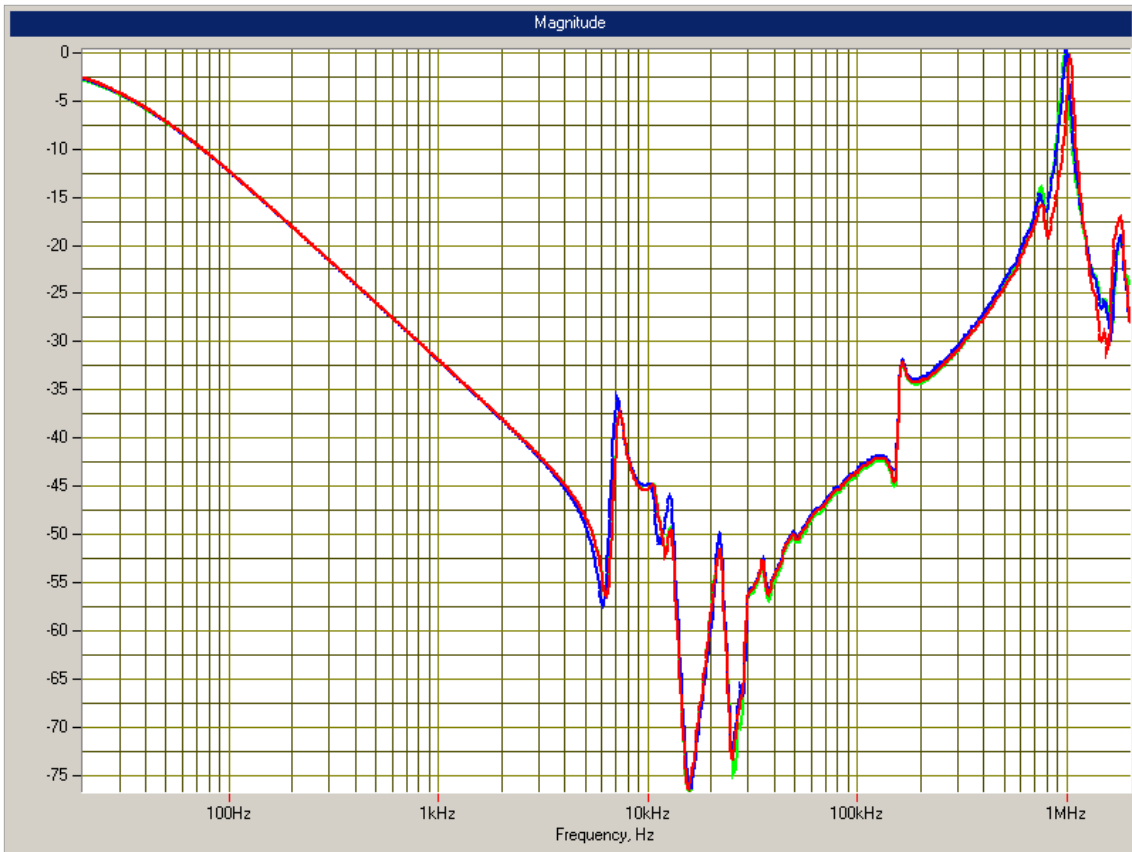


Figura 4.14 - Respuestas de amplitud de admitancia en cortocircuito ( $Y_{cc}$ ) – Fábrica.

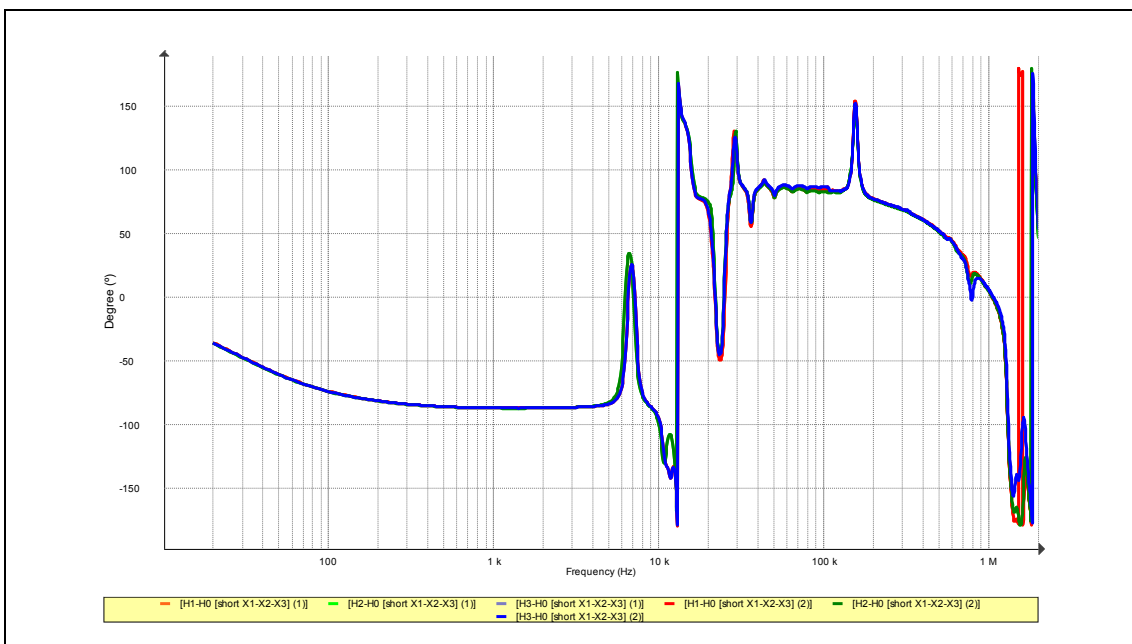


Figura 4.15 - Respuestas de fase de admitancia en cortocircuito ( $Y_{cc}$ )- (1) Etapa I, (2) Etapa II.



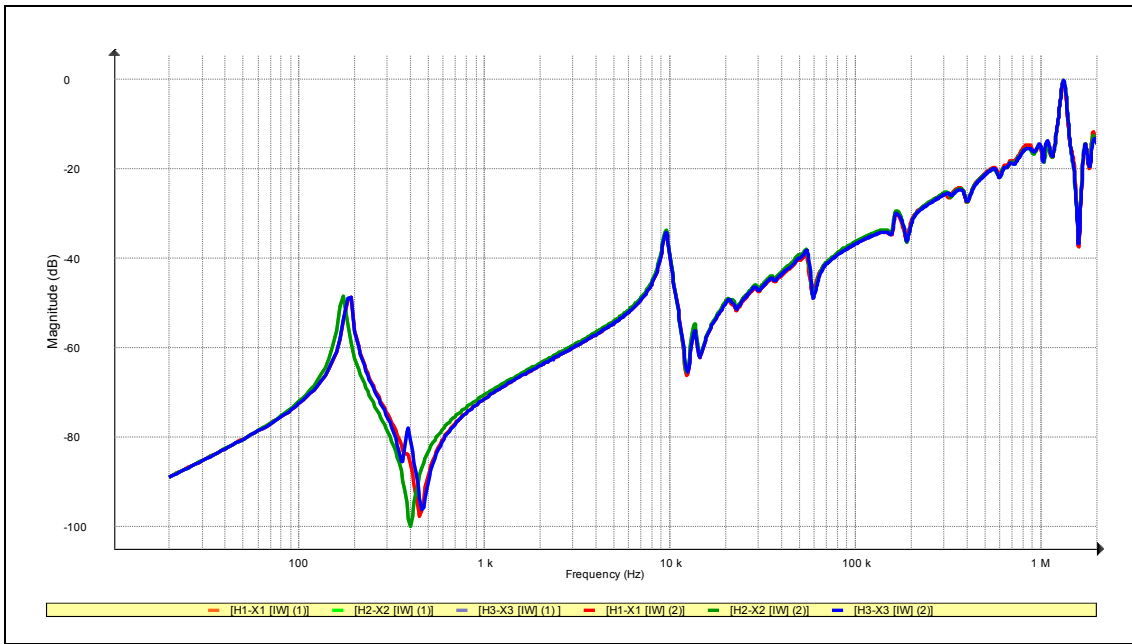


Figura 4.16- Respuestas de amplitud de interdevanado capacitivo (Ic) - (1) Etapa I, (2) Etapa II.

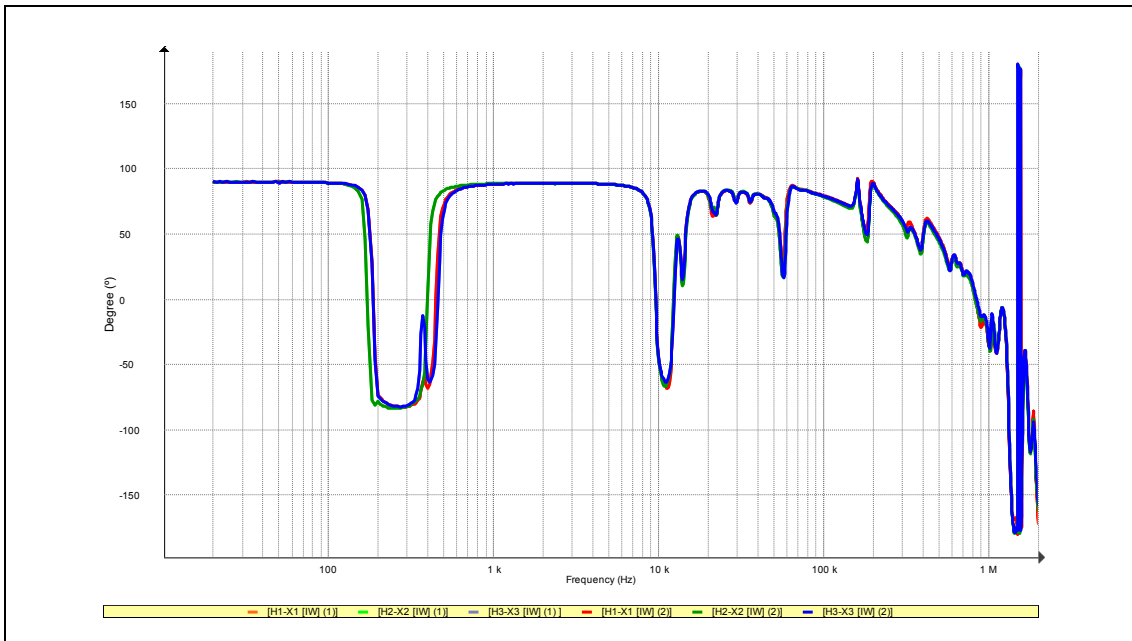


Figura 4.17 - Respuestas de fase de interdevanado capacitivo (Ic)- (1) Etapa I, (2) Etapa II.



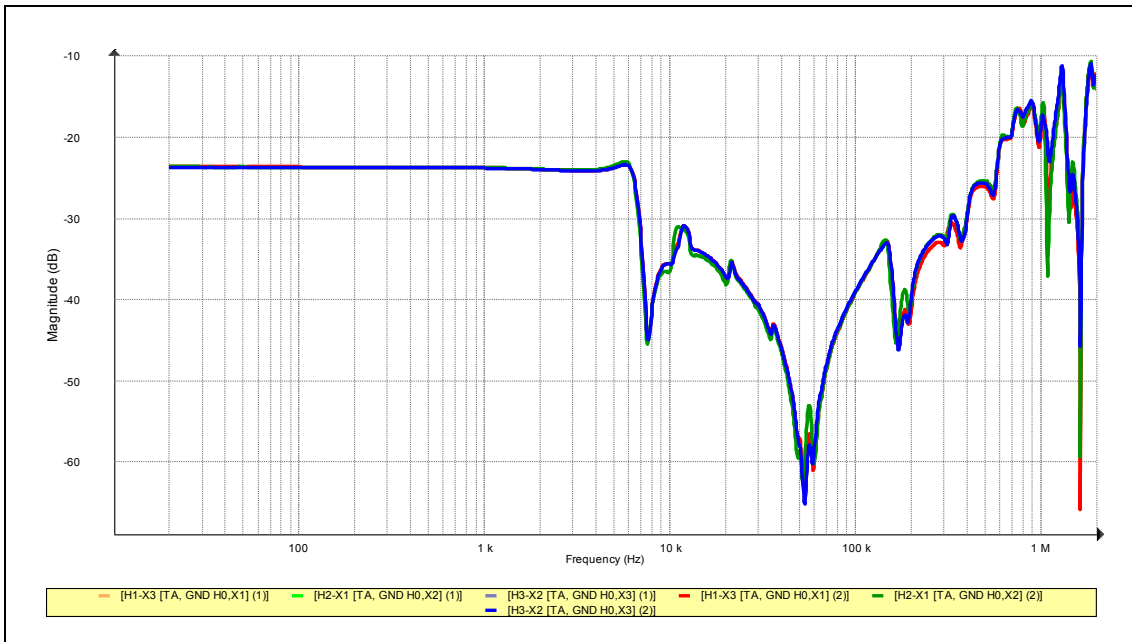


Figura 4.18 - Respuestas de amplitud de interdevanado inductivo (li)- (1) Etapa I, (2) Etapa II.

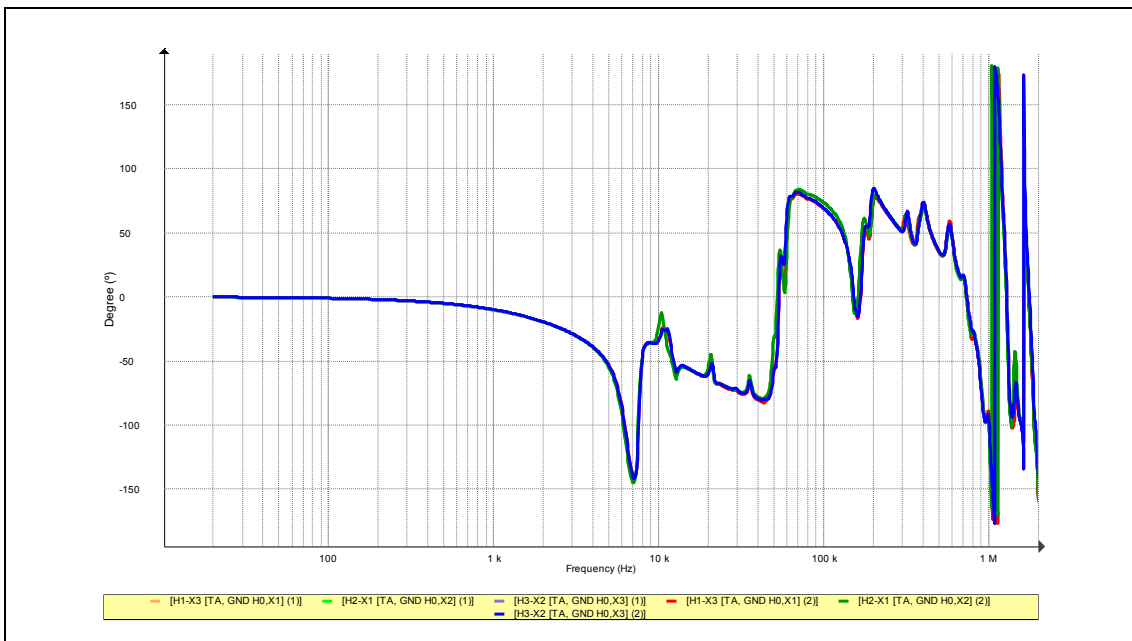


Figura 4.19 - Respuestas de fase de interdevanado inductivo (li)- (1) Etapa I, (2) Etapa II.

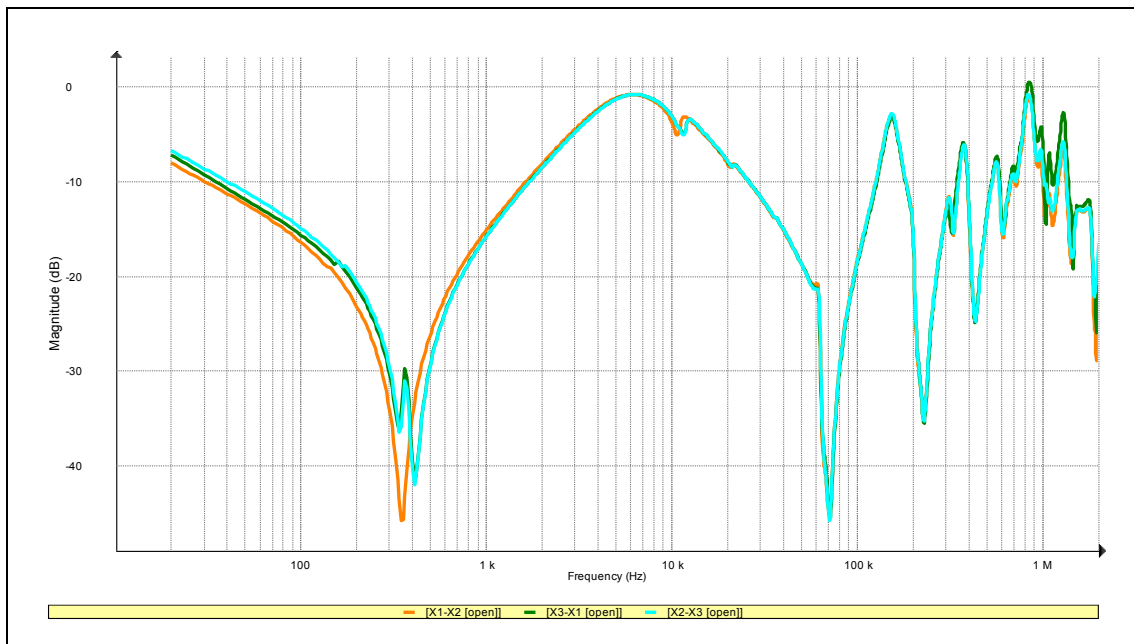


Figura 4.20 - Respuestas de amplitud de admitancia en vacío ( $Y_0$ ) de los devanados de 13,8 kV - Etapa II.

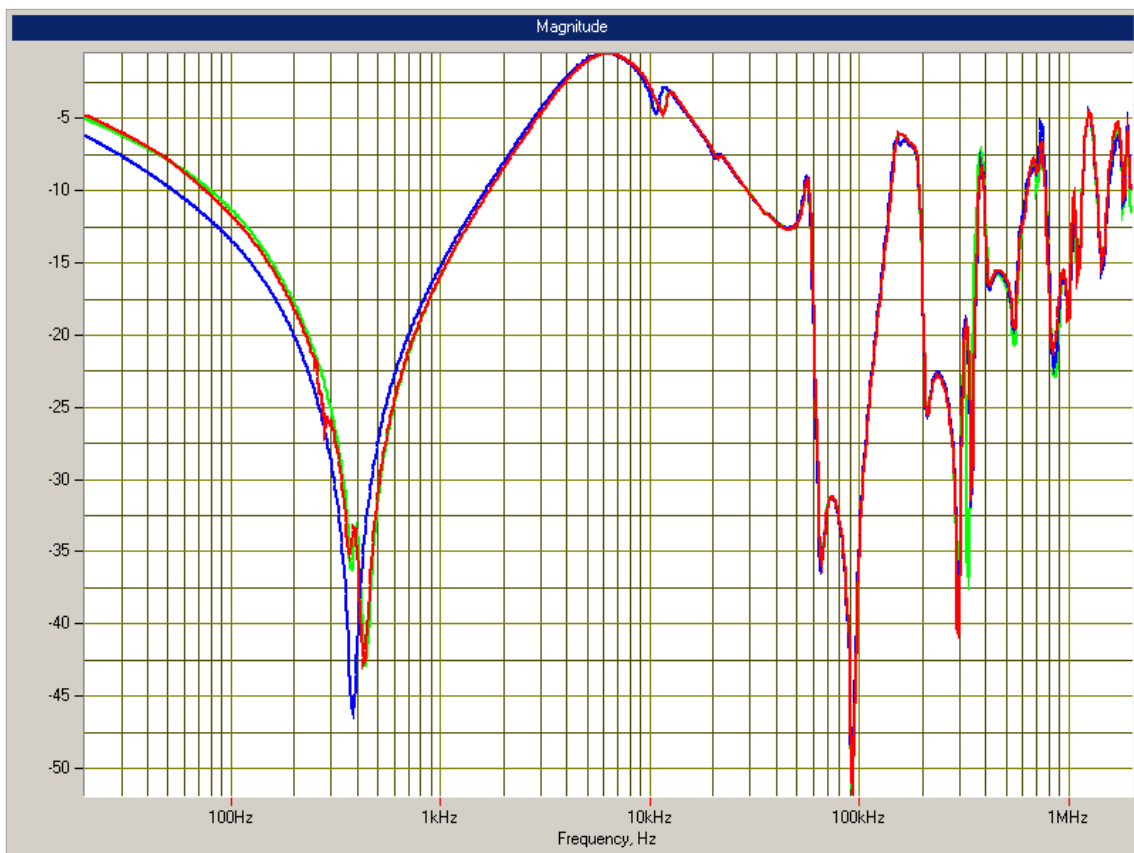
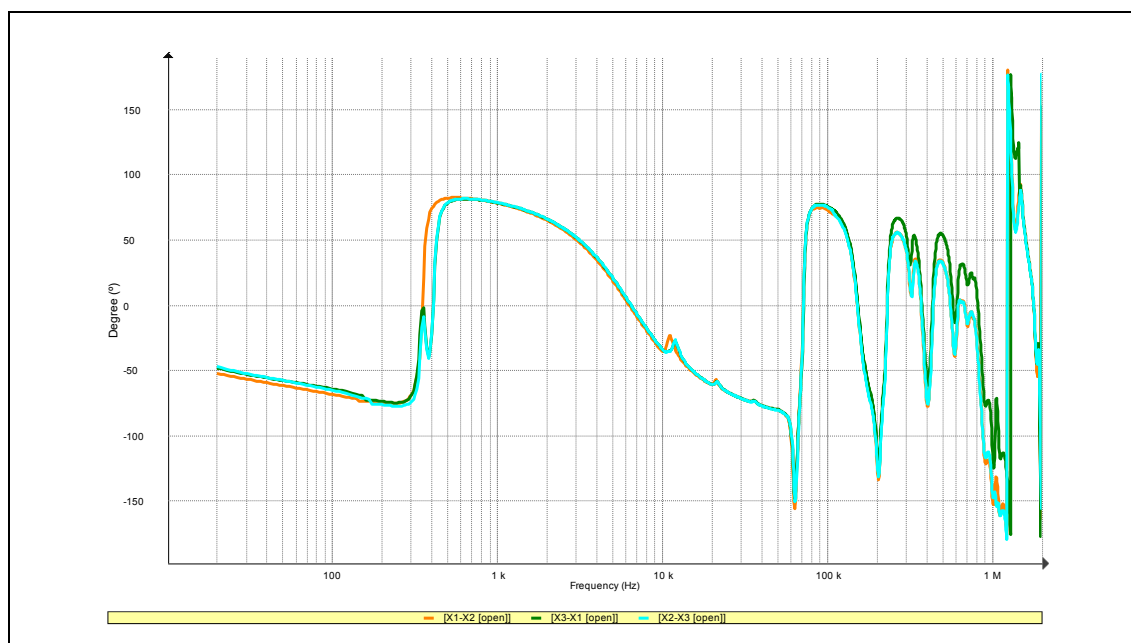


Figura 4.21 - Respuestas de amplitud de admitancia en vacío ( $Y_0$ ) de los devanados de 13,8 kV – Fábrica.



*Figura 4.22- Respuestas de fase de admitancia en vacío ( $Y_0$ ) de los devanados de 13,8 kV Etapa II.*

En todas las configuraciones se registraron curvas con formas típicas. A su vez, no se encuentran diferencias entre las curvas medidas en cada etapa.

En el caso de las 3 curvas que se tienen como referencia de fábrica, se pueden observar las mismas resonancias que en las medidas en las etapas I y II.

Por lo expuesto, se concluye que el transformador no sufrió cambios mecánicos en ninguna de las dos etapas de transporte.

Por último, se recomienda utilizar las curvas obtenidas en las etapas I y II como valores de referencia para futuras mediciones.

#### 4.4.2.8 FDS

La prueba de espectroscopía en el dominio de la frecuencia fue realizada en las etapas I y II. Sin embargo, la prueba no fue realizada en las etapas previas.

Para la medición se utilizó un equipo marca Megger, modelo IDAX 300S. La tensión aplicada fue de 140V eficaces, y el rango de frecuencias fue de 1 mHz a 1 kHz. Dicho equipo cuenta con modelos matemáticos que ajustan la curva automáticamente. A su vez, calcula automáticamente el FD, la capacitancia, la humedad en el papel y la conductividad del aceite.



Figura 4.23 – Megger IDAX 300.

En la tabla 4.19 pueden observarse los valores medidos en ambas etapas. En las figuras 4.24 y 4.25 pueden observarse las curvas obtenidas en las etapas I y II respectivamente. En amarillo se ve la curva medida, y en verde la curva modelada.

Tabla 4.19 – Resultados de la prueba de FDS.

Parámetro	Etapas I	Etapas II
Capacitancia [pF]	5071	5098
tan $\delta$ [% @ 20 °C]	0,23	0,21
Humedad % [wt/wt]	1	0,7
Conductividad [pS/m @ 25 °C]	0,14	0,21
Temp. del aceite [°C]	20	23

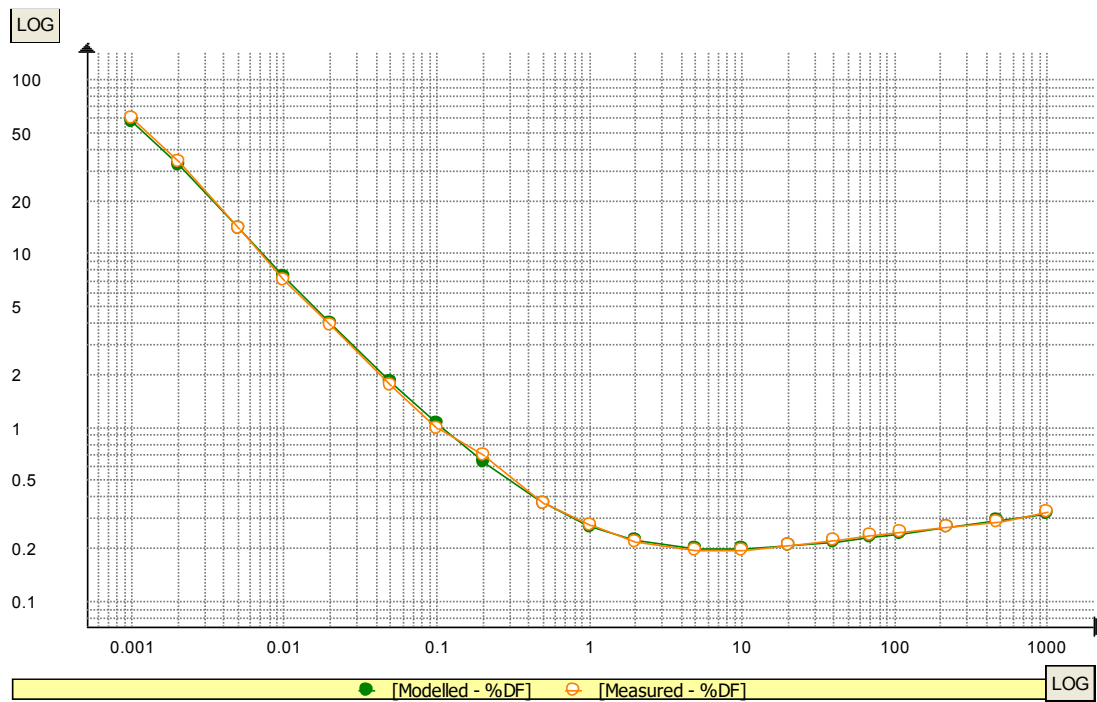


Figura 4.24 – Variación del FD del aislamiento interdevanado con la frecuencia (Etapa I).

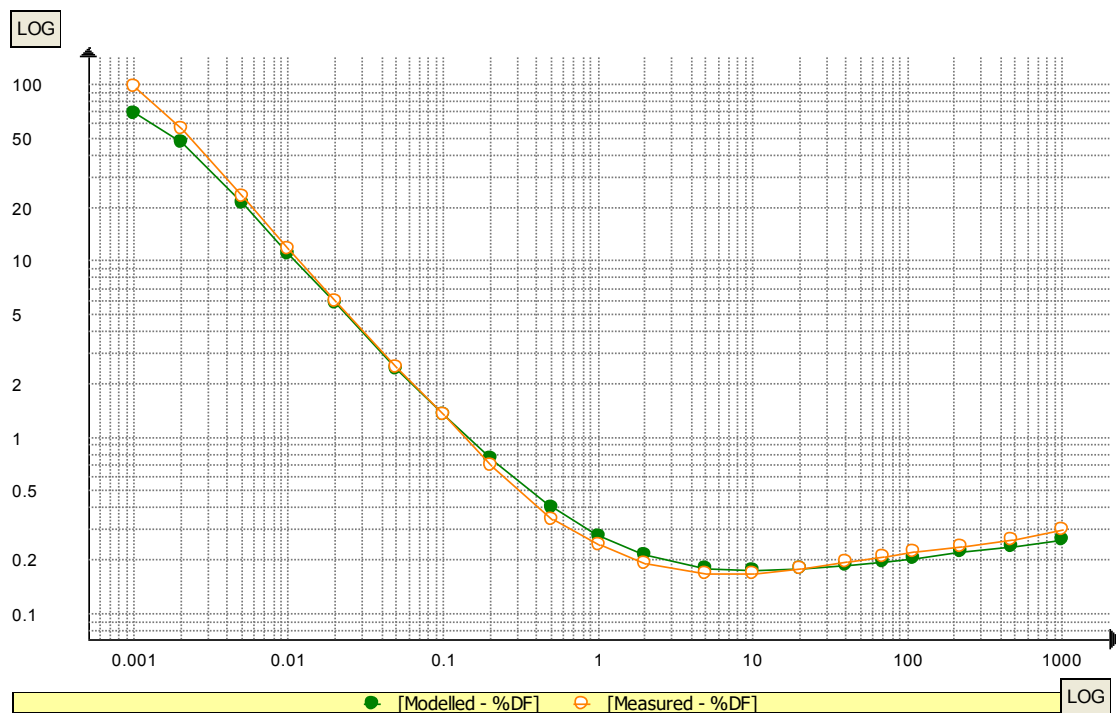


Figura 4.25 – Variación del FD del aislamiento interdevanado con la frecuencia (Etapa II).

En ambas etapas la curva medida se ajusta casi a la perfección con la curva modelada. Se puede observar que tanto los valores de capacitancia como los de factor de disipación son iguales a los obtenidos en el ensayo de capacitancia y FD, por lo que se verifica la independencia del mismo con respecto a la tensión aplicada.

Los valores de humedad corresponden a la clasificación de aislamiento nuevo en ambas etapas. Los valores de conductividad del aceite corresponden a aceite nuevo, de acuerdo a la clasificación sugerida por el fabricante. Se puede observar que la humedad se redujo entre la etapa I y II, producto del tratamiento del aceite.

Por lo expuesto, se considera que los resultados de la prueba son adecuados.

#### 4.4.2.9 *Análisis físico-químico del aceite*

Se realizaron estudios físico-químicos del aceite en cuatro etapas consecutivas. En Noviembre de 2012, Noviembre de 2013, Enero de 2015 y Enero de 2016, que serán llamadas etapa I, II, III y IV respectivamente. Los ensayos fueron realizados por laboratorios químicos. Sin embargo el análisis de los valores obtenidos fue realizado por el autor de este trabajo.

En las 4 etapas se realizaron todas las pruebas de rutina y complementarias. De las pruebas de investigación especial solamente se realizaron las de estabilidad a la oxidación, punto de inflamación, densidad y viscosidad.

- **Color:** en las cuatro muestras se encontró aceite con color L0,5 (escala ASTM D1500), valor aceptable según la referencia.
- **Rigidez dieléctrica:** en la tabla 4.20 se muestran los valores promedio obtenidos de rigidez dieléctrica para cada etapa.

Tabla 4.20 – Resultados del ensayo de rigidez dieléctrica en el aceite.

Medición	Rigidez dieléctrica [kV]			
	Etapa I	Etapa II	Etapa III	Etapa IV
1	62,0	76,9	90,6	86,7
2	56,0	84,6	71,4	85,9
3	61,4	89,2	80,8	86,2
4	61,5	86,7	89,2	93
5	61,6	80,5	86,4	81,5
6	61,6	82,3	79,4	80
Promedio	60,68	83,37	82,97	85,55

En todos los casos la rigidez dieléctrica promedio fue superior a 60kV, por lo que se considera aceptable.

- Contenido de agua: en la tabla 4.21 se presentan los valores obtenidos de contenido de agua para cada etapa.

Tabla 4.21 – Resultados del ensayo de contenido de agua en el aceite.

Contenido de agua [mg/kg]			
Etapa I	Etapa II	Etapa III	Etapa IV
6,4	6,2	2,8	6,5

En todos los casos se obtuvieron valores inferiores a 10 mg/kg, valor máximo admisible.

- Acidez: en la tabla 4.22 se muestran los valores obtenidos para el ensayo de acidez en cada etapa.

Tabla 4.22 – Resultados del ensayo de acidez en el aceite.

Acidez [mgKOH/g]			
Etapa I	Etapa II	Etapa III	Etapa IV
0,004	0,009	0,021	0,008

En todos los casos se obtuvieron valores inferiores a 0,03 mgKOH/g, por lo que se consideran valores aceptables de acidez.

- Factor de disipación dieléctrica: en la tabla 4.23 se muestran los resultados obtenidos para el ensayo de disipación dieléctrica en cada etapa.

Tabla 4.23 – Resultados del ensayo de disipación dieléctrica en el aceite.

tg $\delta$ 90° C [%]			
Etapa I	Etapa II	Etapa III	Etapa IV
0,001	0,00075	0,001	0,003

En todos los casos se obtuvieron valores inferiores a 0,01%, por lo que el FD en el aceite es adecuado.

- Contenido de inhibidor: en la tabla 4.24 se muestran los resultados obtenidos para la prueba de contenido de inhibidor para cada etapa.

Tabla 4.24 – Resultados del ensayo de contenido de inhibidor en el aceite.

Inhibidor [g/100mg]			
Etapa I	Etapa II	Etapa III	Etapa IV
0,3	0,4	0,4	0,4

En todos los casos se obtuvieron valores entre 0,08% y 0,4%, por lo que se considera que el aceite es inhibido.

- Lodos: en ninguna etapa se detectaron lodos.
- Tensión interfacial: en la tabla 4.25 se presentan los resultados obtenidos en la prueba de tensión interfacial para todas las etapas.

Tabla 4.25 – Resultados de la prueba de tensión interfacial en el aceite.

IFT [mN/m]			
Etapa I	Etapa II	Etapa III	Etapa IV
53,8	54,4	54,0	50,8

En todos los casos se detectó una tensión interfacial superior a 35 nM/m, valor mínimo admisible.

- Partículas: en la tabla 4.26 se muestran los resultados obtenidos en la prueba de partículas para todas las etapas. Para las etapas I y II el laboratorio químico utilizó la clasificación ISO 4406:1987, mientras que en las etapas III y IV utilizó la clasificación según ISO 4406:1999.

Tabla 4.26 – Resultado del ensayo de partículas en el aceite.

Código ISO			
Etapa I	Etapa II	Etapa III	Etapa IV
14/11	13/11	14/12/10	14/12/10

En las cuatro etapas se obtuvieron valores correspondientes al rango designado como “bueno”, es decir con un nivel típico de contaminación.

- Estabilidad a la oxidación: se realizó un envejecimiento artificial al aceite, y se verificó la modificación del aceite. En las primeras dos etapas fue insignificante, mientras que en las siguientes dos fue normal. Por lo tanto, se considera que los resultados de la prueba de estabilidad a la oxidación fueron aceptables.



- **Punto de inflamación:** en la tabla 4.27 se presentan los resultados obtenidos en la prueba de punto de inflamación en las cuatro etapas.

*Tabla 4.27 – Resultados de la prueba de inflamación en el aceite.*

Punto de inflamación [°C]			
Etapa I	Etapa II	Etapa III	Etapa IV
180	180	181	178

En las cuatro etapas se obtuvieron valores superiores a 135°C, por lo que los resultados de la prueba son aceptables.

- **Densidad:** en la tabla 4.28 se presentan los valores obtenidos en la prueba de densidad a 20°C en las cuatro etapas.

*Tabla 4.28 – Resultados de la prueba de densidad en el aceite.*

Densidad [g/ml]			
Etapa I	Etapa II	Etapa III	Etapa IV
0,8548	0,8548	0,8548	0,8548

En todos los casos se obtuvieron valores inferiores a 0,895 g/ml, valor máximo admisible.

- **Viscosidad a 40°C:** en la tabla 4.29 se presentan los resultados obtenidos en el ensayo de viscosidad a 40°C.

*Tabla 4.29 – Resultados de la prueba de viscosidad a 40°C en el aceite.*

Viscosidad a 40°C [mm <sup>2</sup> /s]			
Etapa I	Etapa II	Etapa III	Etapa IV
11,47	11,11	11,14	10,94

En todos los casos se obtuvieron valores menores a 12 mm<sup>2</sup>/s, por lo que se considera que los resultados de la prueba son aceptables.

En la tabla 4.30 se engloban los resultados obtenidos en las pruebas realizadas al aceite.

Tabla 4.30 – Resultados generales de las pruebas en el aceite.

Tipo de ensayo	Ensayo	Resultado
<b>Básico</b>	Color	Satisfactorio
	Rigidez dieléctrica	Satisfactorio
	Contenido de agua	Satisfactorio
	Acidez	Satisfactorio
	Factor de disipación dieléctrica	Satisfactorio
	Contenido de inhibidor	Satisfactorio
<b>Complementario</b>	Lodos	Satisfactorio
	Tensión interfacial	Satisfactorio
	Partículas	Satisfactorio
<b>Investigación especial</b>	Estabilidad a la oxidación	Satisfactorio
	Punto de inflamación	Satisfactorio
	Densidad	Satisfactorio
	Viscosidad a 40°C	Satisfactorio

Por lo expuesto, puede concluirse que el aceite se encuentra en condiciones óptimas para entrar en servicio.

#### 4.5 Ensayos adicionales

En condiciones de funcionamiento normal, los cuatro transformadores funcionarán en paralelo. Una de las condiciones principales para que esto sea posible es que el desfase angular de la tensión de salida entre las cuatro máquinas sea nulo. En caso de que haya un desfase angular, se producirán elevadas corrientes de circulación que pueden llevar a la actuación de las protecciones, o incluso a un daño en los transformadores.

Si la sincronización de los cuatro transformadores es la misma, entonces para lograr este objetivo es necesario que el grupo de conexión de todas las máquinas sea el mismo. En la central Futaleufú, los cuatro grupos son sincronizados de forma idéntica. Es decir que el ángulo eléctrico de los rotores de los cuatro generadores es el mismo. Por lo tanto, es necesario que los cuatro transformadores asociados a dichos generadores posean el mismo grupo de conexión.

Tal como fue corroborado en la prueba de relación de transformación, el grupo de conexión del transformador bajo estudio es Ynd5. Los cuatro transformadores viejos, es decir, los tres que quedan en servicio, junto con el destinado a la reserva, también poseen dicha relación de transformación según la placa.

Sin embargo, se sospechaba que el grupo de conexión de los transformadores había sido modificado años atrás, sin haber quedado registro de la operación. Lo que sí era seguro es que las cuatro máquinas viejas poseen

el mismo grupo de conexión, ya que nunca hubo inconvenientes durante su funcionamiento. Por lo tanto se decidió realizar la prueba de relación de transformación en la máquina asociada al generador N°4, para verificar el grupo de conexión.

Lo primero que se realizó, fue conectar los cables del relaciómetro en la forma correcta. Es decir el cable H1 en el terminal H1, y así con los demás. Se configuró el equipo con un grupo de conexión Ynd5 y se realizó la prueba. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4.31

*Tabla 4.31 – Relación de transformación en transformador viejo configurado como Ynd5*

	Rel. Teórica	Medida	Error
H1-H0/X3-X1	14,769	116,414	688,24%
H2-H0/X1-X2	14,769	14,786	0,12%
H3-H0/X2-X3	14,769	97,682	561,40%

Considerando los resultados obtenidos se concluyó que el grupo de conexión de los transformadores no es Ynd5. Por lo tanto se volvió a realizar la prueba configurando el equipo como Ynd7. Los resultados obtenidos en esta nueva prueba pueden observarse en la tabla 4.32.

*Tabla 4.32 – Relación de transformación en transformador viejo configurado como Ynd7*

	Rel. Teórica	Medida	Error
H1-H0/X3-X1	14,769	14,791	0,15%
H2-H0/X1-X2	14,769	14,786	0,12%
H3-H0/X2-X3	14,769	14,789	0,14%

Por lo tanto, se verificó que el grupo de conexión de los transformadores viejos es Ynd7. Además, se verificó que la relación de transformación de dicha máquina se encuentra dentro de los parámetros aceptables, a pesar de no haber sido el objetivo del ensayo. Como prueba adicional, se invirtieron los cables de las fases externas, es decir el cable H1 y X1 se conectaron en los terminales H3 y X3 respectivamente, y los cables H3 y X3 se conectaron en los terminales H1 y X1. Se volvió a realizar la prueba con el equipo configurado como Ynd5. Los resultados obtenidos pueden verse en la tabla 4.33.

*Tabla 4.33 – Relación de transformación en transformador viejo configurado como Ynd5 con los cables de las fases externas invertidos.*

	Rel. Teórica	Medida	Error
H1-H0/X3-X1	14,769	14,786	0,12%
H2-H0/X1-X2	14,769	14,788	0,13%
H3-H0/X2-X3	14,769	14,79	0,14%

Con esta prueba adicional, se verificó fue que el cambio realizado en los transformadores fue la inversión de la conexión interna de las fases laterales.

## **Capítulo V: Conclusiones**

En el capítulo V se desarrollan las conclusiones sobre los ensayos realizados al transformador. A su vez, se elaboran conclusiones generales del trabajo, y conclusiones personales de su realización.

## 5.1 Conclusiones de los ensayos realizados

El principal objetivo de realizar las pruebas desarrolladas en los capítulos III y IV sobre el transformador de la central hidroeléctrica Futaleufú, fue determinar si la máquina estaba en condiciones de ser energizada o no. Para lo cual es necesario realizar un análisis integral de la condición del transformador.

Con los resultados obtenidos en los ensayos de relación de transformación, corriente de magnetización y FRA, se verificó la adecuada condición del aislamiento entre espiras.

Los ensayos de capacitancia y FD, y espectroscopía en el dominio de la frecuencia permitieron determinar un buen estado del aislamiento, tanto de los devanados como de los bushings.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la prueba de resistencia de devanados, se verificó que no hay soldaduras defectuosas, puentes abiertos, o problemas en las conexiones.

Se verificó que no hubo modificación en la geometría de los devanados mediante las pruebas de capacitancia y FD, reactancia de dispersión y FRA.

El aislamiento del circuito magnético se encuentra en buenas condiciones. Se puede arribar a esta conclusión basándose en los resultados de las pruebas de capacitancia y FD, resistencia de aislamiento del núcleo y FRA.

Se corroboró la integridad del circuito magnético a través de las pruebas de corriente de magnetización, capacitancia y FD, y FRA.

Por último, se verificó que el estado del aceite dieléctrico es aceptable. Esta conclusión se deriva de los resultados obtenidos en los ensayos físico-químicos realizados al aceite.

En la tabla 5.1 se presenta un resumen de los resultados de todas las pruebas realizadas

*Tabla 5.1 – Resumen de resultados de todas las pruebas.*

Ensayo	Resultado	Observaciones
Relación de transformación	Satisfactorio	Relación de transformación dentro de los límites aceptables.
Resistencia de devanados	Satisfactorio	Valores de resistencia de devanados aceptables.
Corriente de magnetización	Satisfactorio con observaciones	Se recomienda realizar un seguimiento de su evolución.
Capacitancia y FD del transformador	Satisfactorio	Valores de FD aceptables, y sin variaciones de capacitancia.
Capacitancia y FD de bushings	Satisfactorio	Valores de FD aceptables, y sin variaciones de capacitancia.
Capacitancia y FD de descargadores	Satisfactorio	Valores similares para cada etapa.
Reactancia de dispersión	Satisfactorio	Valores similares para las tres fases.
Aislamiento del núcleo	Satisfactorio	Elevada resistencia de aislamiento del núcleo.
Análisis de la respuesta en frecuencia	Satisfactorio	Sin modificaciones apreciables en las respuestas obtenidas.
Espectroscopía en el dominio de la frecuencia	Satisfactorio	Aceptables valores de FD, humedad, capacitancia y conductividad.
Ensayos en el aceite	Satisfactorio	Todos los parámetros dentro de los límites establecidos.

Basándose en un análisis global de las pruebas realizadas se determina que el transformador se encuentra en condiciones óptimas de ser energizado.

Sin embargo, se recomienda realizar un seguimiento de la evolución de las corrientes de excitación, para asegurar que las diferencias entre las distintas mediciones no revistan condición de alarma.

Por último, previo a la energización del transformador es importante solucionar el problema del desfasaje angular entre el transformador nuevo y los restantes.

El desfasaje total es de 60° eléctricos, por lo que una solución puede ser la utilización de un transformador de fase de relación 1:1, con un grupo de conexión Dd2, utilizado únicamente para desfasar la tensión de referencia utilizada para sincronizar el grupo generador N°1.

De esta forma, el generador N°1 quedará sincronizado con el rotor girado 60° eléctricos respecto a los otros tres, y no ocurrirán problemas de corrientes de circulación.

## 5.2 Conclusiones generales del trabajo

Del presente trabajo se pueden extraer algunas conclusiones respecto a los transformadores.

En primer lugar, dada la importancia del rol que cumplen los transformadores en los sistemas de potencia, es necesario desarrollar tácticas de mantenimiento acordes. El primer paso para un correcto mantenimiento, es un correcto comisionado.

El comisionado de los transformadores tiene dos funciones principales: garantizar la condición del transformador en el momento de su primer energización, y dejar valores de referencia para ser utilizados en mantenimientos futuros.

También, es importante nunca confiar ciegamente en los valores de placa, ya que en algunos casos los parámetros reales de la máquina pueden haber sido alterados por distintas cuestiones.

En el caso de transformadores del tipo GSU es necesario contar con unidades de reserva. Una falla en una de estas máquinas saca de servicio al generador. Si dicha falla implica el reemplazo del transformador y se cuenta con una unidad de reserva, se puede realizar el cambio en pocos días. Caso contrario, puede pasar más de un año con la potencia de ese grupo generador indisponible, siendo los usuarios del servicio eléctrico los directos afectados.

Por último, hay que destacar que el comisionado es sólo el primer paso para el correcto funcionamiento del transformador. Si no se tiene un adecuado plan de mantenimiento en el transformador, es muy posible que el mismo llegue al fin de su vida útil antes de lo esperado.

Dicho plan de mantenimiento debe incluir ensayos en el aceite (físico-químicos y DGA) y ensayos para evaluar la condición interna del núcleo, bobinados y sistema aislante.

## 5.3 Conclusiones personales

La realización del presente trabajo constó de distintas etapas. La primera etapa fue la realización de los ensayos propiamente dichos, en la cual aprendí conceptos valiosos.

En primer lugar, aprendí que, estando el campo laboral, las cosas no siempre salen como uno las planifica, por lo que siempre es necesario estar preparado. Cuando uno estudia en la facultad, planifica y maneja sus propios tiempos, mientras que en el campo laboral muchas veces los tiempos disponibles dependen de otras personas.

Hay que aprender a hacer las cosas bien y rápido, ser eficaz y eficiente a la vez. En el mundo académico, si uno se equivoca, o tarda demasiado en realizar un trabajo, la consecuencia más drástica es tener que recurrir a una materia. En la vida profesional, un error puede tener consecuencias muy severas, y la vida no se recursa.

Luego de la realización de los ensayos vino la etapa del análisis de los resultados, donde aprendí que no hay una respuesta absoluta para todo. Muchas de las decisiones que se deben tomar, son basadas en experiencias previas, o valores que pueden ser considerados límites, pero nunca determinantes. Siempre me dijeron que las matemáticas eran exactas. Yo hoy digo que la ingeniería no lo es. Es un conjunto de decisiones basadas en distintos parámetros que deben ser puestos en una balanza para determinar el camino a seguir.

Por último, llegó la etapa de la escritura. A pesar de lo que yo creía, fue la etapa más difícil de todas. Antes de comenzar, me parecía que sería una tarea sencilla, pues el trabajo ya había sido realizado, los resultados ya habían sido analizados, y por lo tanto lo único que restaba era plasmar lo hecho en el papel.

Sin embargo, me di cuenta que encontrar las palabras justas para decir lo que uno quiere es muy difícil. Lo que un día me parecía adecuado, al día siguiente me parecía que había sido redactado por un simio. La escritura es un proceso largo, que requiere de dedicación, concentración, y tiempo. A pesar de eso, también me di cuenta que a medida que investigaba y escribía, iba entendiendo y aferrando mejor los conceptos.

Como conclusión final, la realización de este trabajo fue una experiencia enriquecedora en muchos aspectos.



## Referencias

- [1] R. Del Vecchio; B. Poulin; P. Feghali; D. Shah; R. Ahuja: "Transformer Design Principles With Applications to Core-Form Power Transformers", 2010
- [2] G. Klempner: "Operation and Maintenance of Large Turbo Generators", 2004
- [3] S.V. Kulkarni: "Transformer Engineering Design and Practice", 2004
- [4] CIGRÉ Technical Brochure N°248 – Working Group A2.20: "Guide on Economics of Transformer Management", 2004
- [5] R. Álvarez; D. Robalino; L. Catalano: "Curso de postgrado: Técnicas modernas para el diagnóstico de la condición de transformadores de potencia", 2015
- [6] IEEE C57.135-2011: "IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers"
- [7] CIGRÉ Technical Brochure N°394 – Study Committee A3: "State of the Art of Instrument Transformers", 2009
- [8] J. J. Winders: "Power Transformers Principles and Application", 2002
- [9] S.D. Mayer: "Guía para el mantenimiento del transformador", 2005
- [10] I. Dasgupta: "Power Transformers Quality Assurance", 2009
- [11] "ABB Service Handbook for Transformers"
- [12] IEEE C57.150-2012: "IEEE Guide for the Transportation of Transformers and Reactors Rated 10000 kVA or Higher"
- [13] CIGRÉ Technical Brochure N°349 – Working Group A2.30: "Moisture Equilibrium and Moisture Migration within Transformer Insulation Systems", 2008
- [14] CIGRÉ Technical Brochure N°204 – Working Group 12.22: "Guidelines for conducting design reviews for transformers 100 MVA and 123 kV and above", 2002

- [15] IEEE C57.93-2011: "IEEE Guide for Installation and Maintenance of Liquid-Immersed Power Transformers"
- [16] F. T. P. da Silva; J. M. Guarengi: "Estudo da Integridade Estrutural de Transformadores de Potência sob Ação de Carregamentos Dinâmicos de Transporte" XV ERIAC 2013
- [17] J. Jagers; S. Tenbohlen: "Evaluation of Transformer Reliability Data Based on National and Utility Statistics"
- [18] R. Liñán G.; J. Ramírez N.; A. Pascacio; A. Nava G.: "Experiencias en el desarrollo de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia" CIGRÉ Comité Mexicano, 2001
- [19] CIGRÉ Technical Brochure N°642 – Working Group A2.37: "Transformer Reliability Survey", 2015
- [20] N. B. de S. Amaral; A. F. Brandão Jr.: "Estudo Dos Aspectos Construtivos E Operacionais de Transformadores Elevadores" XII ERIAC, 2007
- [21] D. Robalino: "A Comprehensive Approach to Current Transformer Field Diagnostics" TechCon 2015, Sidney-Australia
- [22] CIGRÉ Technical Brochure N°445 – Working Group A2.34: "Guide for Transformer Maintenance", 2011
- [23] IEEE C57.152-2013: "IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors"
- [24] A. S. Langsdorf: "Teoría de las máquinas de corriente alterna"
- [25] CIGRÉ Technical Brochure N°057 – "The Paper-Oil Insulated Measurement Transformer", 1990
- [26] P. Tipler; G. Mosca: "Física para la ciencia y la tecnología: Volumen 2"
- [27] IEC 60076-1:2011: "Power Transformers – Part 1: General"
- [28] B. Hembroff; M. Ohlen; P. Werelius: "A Guide to Transformer Winding Resistance Measurements" Megger, 2010
- [29] CIGRÉ Technical Brochure N°414 – Working Group D1.01: "Dielectric Response Diagnosis for Transformer Windings", 2010

- [30] IEEE C57.12.90-2015: "IEEE Standard Test Code"
- [31] "Bushing Diagnostics and conditioning" ABB
- [32] "DELTA 4000 – 12kV Insulation Diagnostic System: Reference Manual Applications Guide" Megger, 2010
- [33] IEEE C57.19.01-2000: "IEEE Standard Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings"
- [34] Electrical Engineering Staff, M.I.T. "Magnetic circuits and transformers",
- [35] M. C. Pérez; E. B. Crespo; B. F. Cámara: "Ensayos Para el Mantenimiento a Transformadores de Fuerza" XII ERIAC, 2007
- [36] Norma IRAM 2325-1992: "Aislación Eléctrica: Guía para la evaluación de su estado por mediciones de su resistencia"
- [37] CIGRÉ Technical Brochure N°343 – Working Group A2.27: "Recommendations for Condition Monitoring and Condition Assessment Facilities for Transformers", 2008
- [38] CIGRÉ Technical Brochure N°342 – Working Group A2.26: "Mechanical condition assessment of transformer windings using FRA", 2008
- [39] IEEE C57.149-2012: "Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers"
- [40] CIGRÉ Technical Brochure N°254 – Task Force D1.01.09: "Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers", 2002
- [41] IEC 60422:2013: "Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance"
- [42] IEC 567:1992: "Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and for the analysis of free and dissolved gases"
- [43] ISO 2049:1996: "Petroleum products – Determination of colour (ASTM scale)"
- [44] IEC 60296:2012: "Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for Transformers and switchgear"

- [45] ISO 4406:1999: "Hydraulic fluid power -- Fluids -- Method for coding the level of contamination by solid particles"