

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS VARIABLES
DIELÉCTRICAS DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO DE
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN, EN
FUNCIÓN DE SUS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS Y DE
OPERACIÓN.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

FRANCISCO ALEJANDRO BARRENO VILLACÍS

DIRECTOR: DR. ING. PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA

Quito, noviembre 2021

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por FRANCISCO ALEJANDRO BARRENO VILLACÍS bajo mi supervisión.

Dr. PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, FRANCISCO ALEJANDRO BARRENO VILLACÍS, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

FRANCISCO ALEJANDRO BARRENO VILLACÍS

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a mis padres Juan Francisco Barreno e Hilda Villacís.

A mis hermanos Irlanda, Nancy, Vinicio, Danny.

A mí cuñada Nicole y mis sobrinos Mirko y Silvio.

A la memoria de Dante.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por haberme brindado salud a mí y a mis seres queridos, permitiéndome concluir esta etapa de mi vida.

A la Escuela Politécnica Nacional, por darme la oportunidad de educarme en sus aulas y a todos los profesores que contribuyeron en mi formación profesional.

Al Dr. Paúl Vásquez por la guía y conocimientos brindados para la culminación del presente proyecto de titulación.

A la Sección de Laboratorio de Transformadores de la Empresa Eléctrica Quito S.A., en especial al Ing. Carlos Tupiza e Ing. Byron Proaño por la ayuda prestada para la realización del presente trabajo.

A mis padres: Juan Francisco e Hilda, gracias por todo el amor y apoyo que me han sabido otorgar a lo largo de mi vida.

A Pamela, gracias por tus consejos, apoyo y darme el empujón que necesitaba para dar este último paso.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I	
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II	
DEDICATORIA.....	III	
AGRADECIMIENTO.....	IV	
ÍNDICE DE CONTENIDO	V	
RESUMEN.....	VII	
ABSTRACT.....	VIII	
1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	OBJETIVOS	4
1.2	ALCANCE	5
1.3	MARCO TEÓRICO.....	7
1.2.1	TRANSFORMADOR ELÉCTRICO	7
1.2.2	PRUEBAS ELÉCTRICAS A TRANSFORMADORES	22
1.2.3	MUESTREO ESTADÍSTICO	39
1.2.4	ANÁLISIS ESTADÍSTICO MULTIVARIANTE	52
1.2.5	REDES NEURONALES	60
2	METODOLOGÍA	68
2.1	INTRODUCCIÓN	68
2.2	DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA ESTRATIFICADA	69
2.2.1	DELIMITACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA POBLACIÓN	69
2.2.2	ESTRATIFICACIÓN DE LA POBLACIÓN MEDIANTE EL ALGORITMO “K-MEANS”	71
2.2.3	DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE LA MUESTRA ESTRATIFICADA ...	73
2.2.4	AFIJACIÓN DE LA MUESTRA	75
2.3	PRUEBAS EN EL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN	77
2.3.1	PRUEBAS EN AV-DC	77
2.3.2	PRUEBAS EN AV-AC	82
2.4	TRATAMIENTO DE DATOS DE LAS VARIABLES MEDIDAS	96
2.4.1	INTRODUCCIÓN	96
2.4.2	MODELO DE REGRESIÓN LINEAL	97
2.4.3	ESTUDIO DE VARIABLES DIELECTRICAS MEDIANTE MÉTODOS DE APRENDIZAJE AUTOMÁTICO	100
3	ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS	102

3.1	ANÁLISIS DE LA MUESTRA ESTRATIFICADA OBTENIDA.....	102
3.1.1	ANÁLISIS DE LOS ESTRATOS OBTENIDOS CON EL ALGORITMO “K-MEANS”	102
3.1.2	ANÁLISIS DE LA MUESTRA ESTRATIFICADA OBTENIDA.....	104
3.2	RESULTADOS DE PRUEBAS DIELECTRICAS APLICADAS AL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN...107	
3.1.3	RESULTADOS DE PRUEBAS DE RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO EN AV-DC.....	109
3.1.4	RESULTADOS DE PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO.	112
3.3	TRATAMIENTO DE DATOS DE LAS MEDICIONES OBTENIDAS.....	123
3.1.5	INTRODUCCIÓN	123
3.1.6	ANÁLISIS DE LOS DATOS OBTENIDOS CON UN MODELO DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE	124
3.4	RESULTADOS DE MODELOS DE REDES NEURONALES OBTENIDOS	127
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	129
4.1	CONCLUSIONES.....	129
4.2	RECOMENDACIONES	130
5	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	131
ANEXOS	133

RESUMEN

Las fallas en transformadores ocurren debido a problemas mecánicos, eléctricos o estrés térmico; uno de los motivos es la avería del aislamiento, esto implica pérdidas en el sistema eléctrico debido a suspensión del servicio o cambio del equipo dañado. Para reducir el impacto de este problema, se realizan pruebas de rutina a los transformadores, la sola realización de ensayos al aislamiento no implica un tratamiento de resultados, que permita realizar un análisis detallado de lo que constituye la representación de un transformador. El presente trabajo consta de: la aplicación de un muestreo estratificado a una población representativa de transformadores trifásicos de distribución pertenecientes al Laboratorio de Transformadores de la EEQ, según: condiciones de uso, potencias nominales y niveles de voltaje primario, clasificados con el algoritmo de clustering “k-means”; la aplicación de la prueba de factor de potencia se realizó con el equipo DELTA 4000; con los resultados obtenidos se construyó un modelo de regresión lineal, que permitió determinar la correlación entre las variables dieléctricas y las características de los equipos probados, se contrastaron los resultados de esta regresión lineal con los de un modelo de caja negra obtenido con redes neuronales en función del conjunto de datos obtenidos. Finalmente, los resultados de la prueba se archivan en una base de datos en Excel para su posterior uso en futuros proyectos o estudios de investigación y seguimiento, en función de los resultados se redactó un Manual Técnico que resume las principales características y procedimientos de la prueba de factor de potencia.

PALABRAS CLAVE: Sistema de aislamiento, transformador de distribución, factor de potencia, factor de disipación, tangente delta, prueba de alto voltaje AC, muestreo estadístico, clustering, k-means, regresión lineal, redes neuronales.

ABSTRACT

Faults in a transformer are caused by mechanical or electric troubles or thermal stress; one of the reasons is the insulation damage, this leads to losses in the electric system due to blackouts or replacement of the damaged equipment. To reduce the presence of these type of faults, routine tests are applied to transformers, the mere application of these tests doesn't imply a treatment of the results that may enable an insight analysis of the representation of a transformer. The present work is composed by: the enforcement of a stratified sample according to the use conditions, level of power and primary voltage, sorted by a clustering algorithm "k-means" of a representative sample of three phase distribution transformers that belong to the EEQ Transformers Lab; the power factor test was applied by the DELTA 4000 equipment; the results obtained were used to the construction of a linear regression model, that enabled to establish the correlation between the dielectric variables and the characteristics of the equipment tested. The results found in the linear regression model were compared with the results found by a black box model, obtained with artificial neural network by modeling the data set obtained in the tests. Finally, the test results are filed in an Excel database for tracking or later use in further investigations, with these results a technical manual was written, this manual summarizes the main characteristics and procedures of the power factor test.

KEYWORDS: Isolation system, distribution transformer, power factor, dissipation factor, delta tangent, AC high voltage teste, statistic sample, clustering, k-means, linear regression, artificial neural network.

1 INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de titulación se refiere al tema del estudio de variables dieléctricas en el sistema de aislamiento de transformadores trifásicos de distribución. En transformadores de distribución de energía eléctrica se conoce que aislamientos defectuosos o de mala calidad ocasionan problemas, en el sistema de aislamiento, tales como: presencia de agentes contaminantes (humedad, partículas de carbono, conducción de superficies, fugas volumétricas, efecto corona etc.), disminución de la distancia dieléctrica y pérdidas dieléctricas. Estos problemas afectan la vida útil de los transformadores [1].

Para estudiar esta problemática es necesario mencionar sus causas, entre las cuales se tiene que las pruebas de rutina convencionales, como, por ejemplo, la prueba de resistencia DC del aislamiento, no ofrecen información detallada sobre el estado del sistema de aislamiento y pérdidas dieléctricas de un transformador, no permiten determinar si un transformador requiere mantenimiento preventivo o presenta una deterioración temprana en el estado del aislamiento, sin embargo cambios en la corriente capacitiva del sistema de aislamiento indican degradación del mismo, causada por presencia de humedad, reducción en las capas de aislamiento o cambios en la geometría del aislamiento [1].

La necesidad de conocer con exactitud el estado del sistema de aislamiento se debe a que durante su vida útil los transformadores se ven expuestos a diferentes fenómenos como: sobrevoltajes de origen atmosférico, corrosión ambiental, operación a capacidades iguales o mayores a su capacidad nominal, fallas de instalación y operación que afectan sus componentes y vida útil; lo cual conduce a averías, fallas generales del transformador, paradas no programadas e interrupciones de servicio.

Para detectar oportunamente las consecuencias de estos efectos negativos se requiere implementar ensayos dieléctricos en AC los cuales brindan más información sobre el estado del aislamiento de un transformador, la cual permite diagnosticar problemas como:

contaminación, deterioro químico, daño por sobrecalentamiento, humedad, entre otros. Para llevar a cabo estos ensayos se requiere el uso de equipos de prueba sofisticados [1]. Considerando que existen transformadores de diversa capacidad, estado (nuevo o usado), voltaje y tipo de operación, es fundamental estudiar la relación entre las variables dieléctricas que indican el estado del sistema de aislamiento de un transformador y las características eléctricas y de operación de estos elementos. Para el efecto, la Empresa Eléctrica Quito S.A. –EEQSA– ha adquirido equipo especializado (equipo Delta 4000 de la marca Megger), el cual servirá para realizar ensayos en sus pruebas de rutina, y para el presente trabajo este se utilizará en una muestra representativa y a la vez estratificada de transformadores trifásicos de distribución de la Sección de Laboratorio de Transformadores de la EEQSA.

Por otro lado, existe la necesidad del mejoramiento de los procesos del laboratorio de transformadores de la EEQSA, lo cual se propone solventar a través de la elaboración de un manual técnico de procedimientos para la evaluación y diagnóstico del estado del sistema de aislamiento en transformadores trifásicos de distribución que ingresan a dicho laboratorio. En efecto, con la aplicación obligatoria de este Manual por parte de la sección de laboratorio de transformadores, se busca reducir tiempo, esfuerzos y pérdidas económicas debidas a omisiones involuntarias para la realización de los ensayos citados, por ejemplo: conexiones erróneas, aplicación de voltajes o corrientes de prueba inadecuados, uso y manejo equivocado del equipo, etc.

El diagnóstico de transformadores de distribución propios y privados, mediante pruebas factor de potencia, el análisis de resultados obtenidos en dichas pruebas, así como la elaboración de procedimientos técnicos, son requerimientos latentes de la Empresa Eléctrica Quito, debido a la necesidad de reducir las consecuencias económicas negativas que ocasionan las fallas de los transformadores. De ahí que es fundamental incorporar pruebas más rigurosas que complementen a los ensayos de rutina, que actualmente se

realizan, como son: resistencia de bobinados, relación de transformación, rigidez dieléctrica del aceite, pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro, pruebas de contenido de PCB's y resistencia de aislamiento.

En lo referente a aislamiento, la prueba que tradicionalmente se aplica es la medición de la resistencia del aislamiento que es un ensayo en corriente DC que brinda los siguientes resultados:

- Valor en M Ω de la resistencia del aislamiento.
- Verificación de conexiones internas.
- Espiras en cortocircuito o circuito abierto.

Como se mencionó, la prueba de factor de potencia es un ensayo dieléctrico en AC, que brinda una mayor información, incluyendo:

- Comparación del desgaste del aislamiento, con el incremento de pérdidas dieléctricas en el aislamiento [1].
- Detección temprana de causas de fallas en el aislamiento, pudiendo realizar un mantenimiento preventivo en transformadores de distribución, el cual representaría un costo menor que la reparación total del equipo debido a fallas disruptivas en el aislamiento [1].
- Determinación de la calidad de los materiales utilizados en el sistema de aislamiento por los fabricantes, en transformadores nuevos [1].

Considerando lo anterior, el análisis de factor de potencia presenta varias ventajas sobre las pruebas tradicionales en DC, razón por la cual el laboratorio de transformadores de la EEQ busca incorporar este análisis en sus actividades cotidianas.

Con la información de las variables dieléctricas, obtenida mediante ensayos dieléctricos en AV-AC, se realizará un análisis estadístico multivariante a fin de determinar las correlaciones de dichas variables (factor de potencia, capacitancias equivalentes del

sistema de aislamiento) con variables inherentes a los datos de placa, características eléctricas y de operación de transformadores de distribución (voltaje del devanado de AV o primario, potencia nominal, tamaño o peso del equipo, volumen de aislante líquido, tiempo de uso, impedancia de cortocircuito).

Adicionalmente, con las conclusiones del análisis y ensayos mencionados se propondrá un “Manual Técnico de Procedimientos”, para que en un futuro sea implementado dentro de la sección de laboratorio de transformadores de la EEQSA. En el citado manual se definirá detalladamente el procedimiento para la realización de las pruebas, diagramas de conexiones, protocolo de ensayos, entre otros, para, con esta información, realizar el análisis y la interpretación de los resultados obtenidos por los miembros del personal del laboratorio, resolviendo la problemática que se presenta en el laboratorio de transformadores de la EEQSA.

1.1 OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Determinar la relación entre las variables dieléctricas del sistema de aislamiento, y las características eléctricas y de operación de los transformadores trifásicos de distribución, mediante la aplicación de métodos estadísticos de análisis multivariante a datos obtenidos como resultados de ensayos de factor de potencia en transformadores trifásicos de distribución.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Estratificar, en base a condiciones de operación, características físicas y eléctricas, los transformadores trifásicos de distribución que ingresen al laboratorio de transformadores de la EEQ durante el periodo de pruebas.
- b) Analizar, tomando como indicadores: el factor de potencia, capacitancias, y potencia de pérdidas dieléctricas en el aislamiento; la degradación del aislamiento

de una muestra representativa de transformadores disponibles en el laboratorio de transformadores de la EEQ, estratificados por su condición: nuevo o usado, potencia nominal y por su nivel de voltaje primario.

- c) Analizar el comportamiento de las variables dieléctricas del sistema de aislamiento en transformadores trifásicos de distribución con respecto a las características de operación y variables eléctricas de los mismos, mediante la aplicación de métodos estadísticos de análisis multivariante.
- d) Establecer para transformadores trifásicos de distribución nuevos, mediante análisis de los resultados de los ensayos, valores referenciales por estrato, de variables dieléctricas que expresen un adecuado grado de calidad en el aislamiento.
- e) Crear una base de datos inicial con los resultados obtenidos, con el fin de que el personal de la Sección de Laboratorio Transformadores de la EEQ pueda actualizar la misma para el seguimiento del estado del aislamiento de equipos que ingresen a la sección mencionada.
- f) Desarrollar un manual técnico, que establezca un procedimiento sistemático para el diagnóstico y evaluación eficaces del estado del aislamiento de transformadores de distribución, mediante ensayos de factor de potencia para la sección de laboratorio de transformadores de la Empresa Eléctrica Quito.

1.2 ALCANCE

El presente trabajo de titulación busca estudiar la correlación entre las variables dieléctricas del sistema de aislamiento (obtenidas mediante pruebas de laboratorio) y las variables eléctricas y de operación de una muestra de transformadores trifásicos de distribución, pertenecientes al Laboratorio de Transformadores de la EEQSA.

Para este fin, es necesario tomar una muestra representativa de los transformadores que ingresan al Laboratorio de Transformadores de la EEQSA durante el periodo de pruebas

que corresponde a 3 meses. Para obtener esta muestra se toma en cuenta como población total a todos los transformadores que ingresaron al Laboratorio de Transformadores durante un período anterior, y se realiza un muestreo probabilístico estratificado de la población, en base a condiciones de operación (tiempo de uso), características eléctricas (potencia y nivel de voltaje primario nominales).

Una vez obtenida la muestra estratificada de transformadores de distribución, se plantea realizar pruebas de factor de potencia (FP) a la misma, con la ayuda del equipo DELTA 4000. Con los resultados de la prueba de FP (factor de potencia del aislamiento, capacitancias equivalentes del sistema de aislamiento y pérdidas dieléctricas en el mismo) se plantea analizar la degradación del aislamiento en equipos que tengan similares características (potencias y niveles de voltaje primario iguales) pero diferentes años en servicio.

Se busca analizar el comportamiento de las capacitancias equivalentes del sistema de aislamiento de los devanados de AV y BV, AV y tierra y BV y tierra, obtenidas en las pruebas de FP, en función de las características eléctricas de los transformadores de distribución pertenecientes a la muestra estratificada, mediante un análisis estadístico multivariante (regresión lineal), de los datos obtenidos en las pruebas mencionadas se utilizarán un 85% para creación del modelo de regresión lineal y un 15% de los datos para la validación de los modelos obtenidos, de obtener varios errores superiores al 30% en los modelos de regresión obtenidos en la etapa de validación, se propone el uso de redes neuronales, mediante el uso de Matlab, para proponer un modelo de caja negra no lineal, que permita analizar el comportamiento de la correlación de las variables mencionadas.

Finalmente, con la ayuda de los resultados obtenidos en las pruebas de FP, se busca establecer valores medios de la variables factor de potencia, en los transformadores de distribución nuevos pertenecientes a la muestra estratificada obtenida, y contrastar estos valores medios con los valores de normas para transformadores de potencia y valores

propuestos por otros autores; con los resultados de las pruebas de FP/FD se crea un registro con el fin de que el personal del Laboratorio lleve seguimiento de los transformadores probados y en base al estudio realizado se redacta un manual técnico de procedimientos para la sección de Laboratorio de Transformadores de la EEQSA para la incorporación de ensayos de factor de potencia, en las pruebas de rutina del Laboratorio de Transformadores.

1.3 MARCO TEÓRICO

1.2.1 TRANSFORMADOR ELÉCTRICO

Es una máquina eléctrica estática que debe funcionar con una corriente eléctrica que varíe en el tiempo (corriente alterna), está compuesto por dos devanados: un inductor (primario) y un inducido (secundario), permitiendo la transformación de energía eléctrica, de magnitudes V_1 e I_1 a otras, por lo general, de diferentes valores V_2 e I_2 [2]. Para incrementar la inducción magnética del sistema y optimizar el acoplamiento entre los devanados mencionados, éstos se arrollan sobre un núcleo cerrado común a ambos, constituido por un acopio de chapas magnéticas [3], como se muestra en la Figura 1.1.

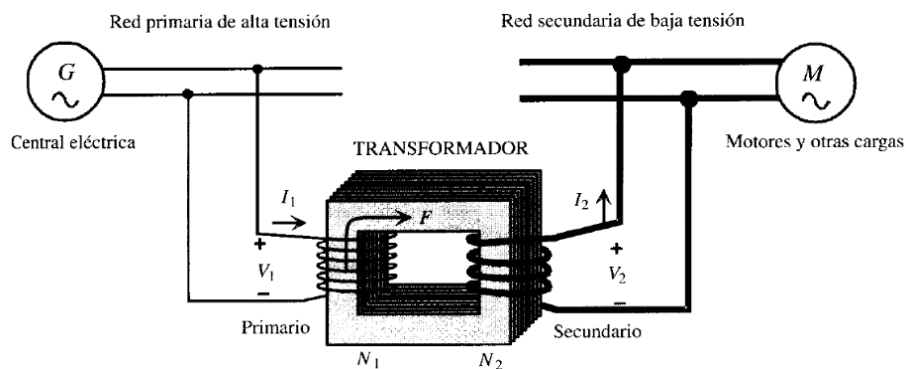


Figura 1.1. Transformador eléctrico [3].

Considerando un modelo sin pérdidas, ni caídas de voltaje se tiene la Ecuación 1.1 (Ecuación de la igualdad de las potencias de entrada y salida en un transformador [3]).

$$S_1 = S_2 \quad (1.1)$$

Teniendo en cuenta la Ecuación 1.1 y que las potencias de entrada y salida son iguales a: $S_1 = V_1 I_1$ y $S_2 = V_2 I_2$ respectivamente, se obtiene la Ecuación 1.2 (Ecuación de la relación de transformación en un transformador [3]).

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad (1.2)$$

Donde:

V_1 : Magnitud del voltaje en el lado inductor o devanado primario.

V_2 : Magnitud del voltaje en el lado inducido o devanado secundario.

I_1 : Magnitud de la corriente en el lado inductor o devanado primario.

I_2 : Magnitud de la corriente en el lado inducido o devanado secundario.

N_1 : Número de espiras del devanado primario.

N_2 : Número de espiras del devanado secundario.

m : Relación de transformación.

De acuerdo a las Ecuaciones 1.1 y 1.2, se nota que para una determinada potencia a transmitir “ S ”, al elevar el voltaje de modo que $V_2 > V_1$, se obtiene que $I_2 < I_1$, lo que demuestra la conveniencia de usar e instalar transformadores en grandes redes eléctricas, debido a que al manejar altos voltajes las corrientes se reducen como consecuencia de esto se requieren conductores de una menor sección y se tienen menos pérdidas, lo cual se traduce en un ahorro económico [3]. Esto demuestra la importancia de los transformadores, el uso de la energía eléctrica se ha podido desarrollar debido al uso de transformadores, haciendo posible práctica y económicamente el transporte de energía eléctrica a través de grandes distancias [2]. Como se mencionó la transmisión de energía eléctrica a grandes distancias se realiza a niveles altos de voltaje, en el país la transmisión de energía eléctrica se realiza a niveles de 138, 230 y 500 kV [4], existiendo en los centros receptores transformadores que realizan el proceso inverso de disminuir el voltaje hasta

niveles que sean aptos para la distribución y consumo. Así, al devanado de mayor voltaje se le denomina como devanado de alto voltaje (AV) y el de menor voltaje se le conoce como devanado de bajo voltaje (BV) [2].

1.2.1.1 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

En sistemas trifásicos la transmisión de potencias, voltajes y corrientes eléctricas se pueden realizar de dos maneras. La primera, consiste en el uso de un banco de transformadores monofásicos, uno por cada fase conectados de forma que se formen circuitos magnéticos independientes; las principales desventajas de aplicar este tipo de transformación de potencia eléctrica son: altos costos siendo poco económicos y ocupar bastante espacio físico por ser necesario incorporar 3 unidades monofásicas. La segunda forma consiste en emplear un solo núcleo magnético, en el que van incorporados e instalados los devanados necesarios para la transmisión de potencia. En esta forma de transformación, el transformador está constituido por: tres columnas similares, en donde se arrollan las espiras sobre cada columna formado así los devanados: primario y secundario pertenecientes a cada fase [5], como se indica en la Figura 1.2.

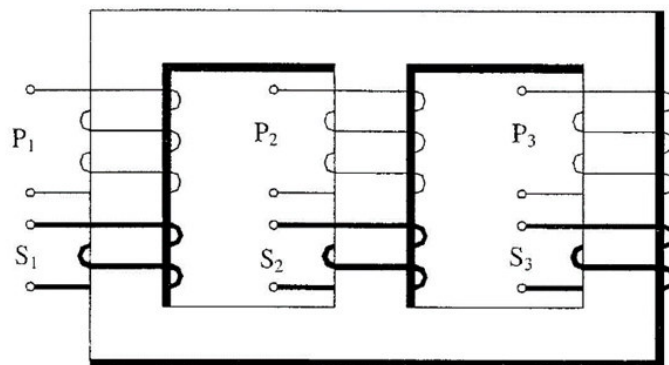


Figura 1.2. Transformador trifásico tipo columna [6].

Este modelo consigue mayor economía y optimización del tamaño ocupado, pero tiene la desventaja de una falla en una fase deja fuera de servicio a todo el transformador. Para el análisis de transformadores trifásicos cada columna de la Figura 1.2. debe tratarse como

un transformador monofásico independiente, permitiendo la aplicación de los mismos conceptos y técnicas de estudio aplicadas en transformadores monofásicos [5].

1.2.1.1.1 Conexiones de los transformadores trifásicos

Una de las principales características de los transformadores trifásicos, radica en que se pueden realizar conexiones entre sus devanados de diferentes formas, según las necesidades requeridas; lo que permite que la operación de sistemas eléctricos de distribución sea flexible [6]. Las conexiones básicas y más usadas de los transformadores trifásicos en sistemas eléctricos de potencia y distribución son: a) Y-y; b) Y-d; c) D-y; d) D-d [5].

Conexión Y-y

Para un voltaje entre fases dado " V_L ", el voltaje en los terminales de una fase de un transformador conectado en Y es $\frac{V_L}{\sqrt{3}}$, siendo menor que el voltaje de un transformador conectado en delta (en dicho caso el voltaje entre bobinas es V_L); sin embargo, la corriente de línea de un transformador conectado en Y es I_L mientras que la corriente de fase en un transformador conectado en delta es $\frac{I_L}{\sqrt{3}}$, considerando que el resto de condiciones sean las mismas, se observa que el transformador en Y necesitará de un conductor con una sección transversal mayor que un transformador con características similares conectado en triángulo, mientras que los voltajes menores presentes en un transformador conectado en Y reducen el esfuerzo dieléctrico que debe soportar el aislamiento de este. La conexión Yy se considera ventajosa para unir dos sistemas de alto voltaje, y según la necesidad de que no exista desplazamiento entre los voltajes primario y secundario [5]. En la práctica la conexión Y-y se usa muy poco debido a que esta conexión presenta 2 graves problemas [5]:

- a) De existir una carga eléctrica desequilibrada, se provoca un desequilibrio en los voltajes fase neutro de las cargas (movimiento del neutro) [5].

b) Existe la presencia de terceros armónicos de voltaje [5].

Estos problemas se pueden mitigar mediante la aplicación de las siguientes técnicas: Conexión rígida a tierra del neutro del transformador, esta solución puede ocasionar circulación de corrientes de armónicos de vacío. Uso de un devanado terciario [5].

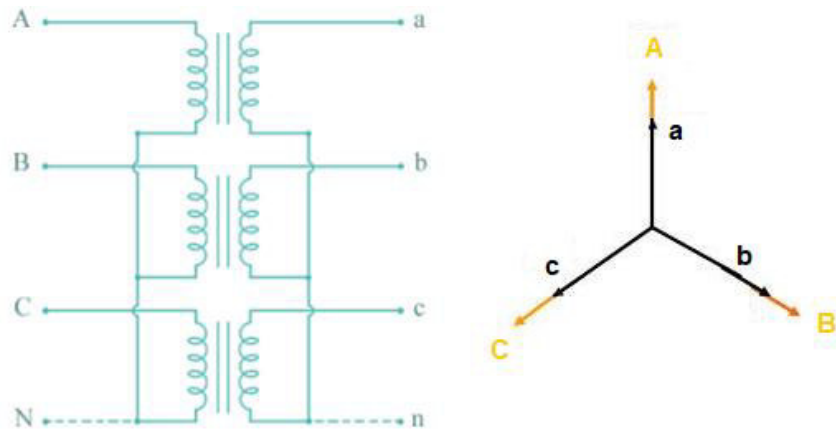


Figura 1.3. Conexión Yy0 [7].

Conexión Y-d

Este tipo de conexión no tiene problemas con componentes de terceros armónicos de voltaje, debido a que estos originan una corriente circulante en el lado conectado en delta. Esta conexión permite la distribución de cualquier desequilibrio, que se presente debido al uso de cargas desequilibradas. En este tipo de conexiones los voltajes secundarios experimentan un desplazamiento de 30° respecto a los voltajes del lado primario [5].

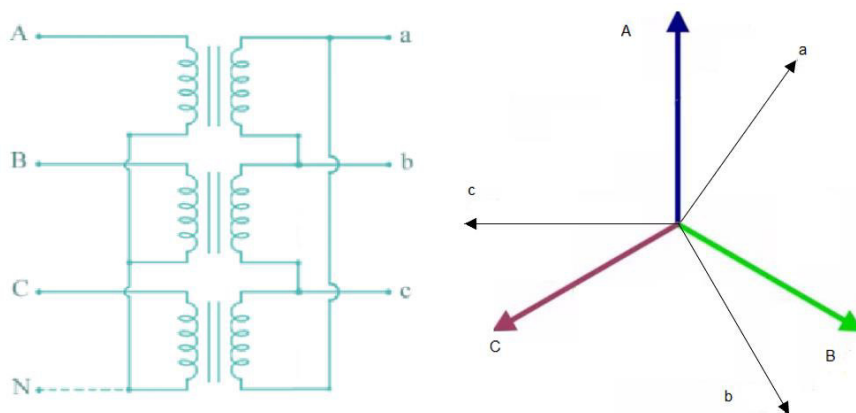


Figura 1.4. Conexión Yd1 [7].

Conexión D-y

Esta conexión presenta características similares a la conexión Yd, explicada anteriormente. Esta conexión es de las más utilizadas en transformadores de distribución, correspondiendo el devanado conectado en Y del transformador al devanado de bajo voltaje, permitiendo la alimentación de cargas trifásicas y monofásicas (este último caso se realiza al hacer una conexión entre fase y neutro). El lado de AV conectado en delta permite la compensación de desequilibrios producidos por cargas monofásicas [5].

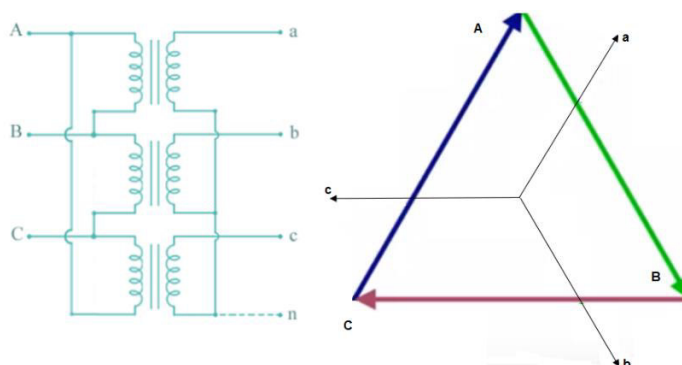


Figura 1.5. Conexión Dy1 [7].

Conexión D-d

Este tipo de conexión es utilizada en transformadores de bajo voltaje, debido a que la corriente que circula por los devanados es solo el 58% del valor de la corriente de línea de cada fase, se necesitan más espiras de menor sección. Esta conexión se comporta bien con cargas desequilibradas y en el caso de utilizar un banco formado por transformadores monofásicos puede trabajar sin una unidad (conexión de triángulo abierto), en este caso el banco operará a una potencia menor a la nominal [5].

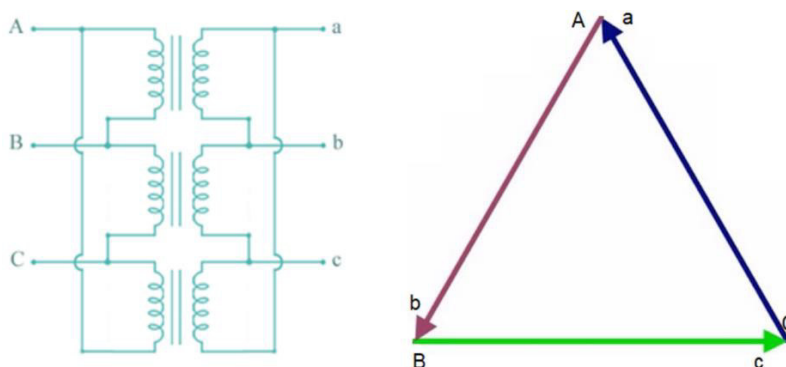


Figura 1.6. Conexión Dd0 [7].

1.2.1.1.2 Clasificación y utilización de los transformadores

Existen varias maneras de clasificar a los transformadores, según se tome en cuenta su operación, construcción, etc. Entre las principales maneras de clasificación destacan:

Clasificación por la operación

Esta clasificación se refiere a la potencia que convierten los transformadores en el sistema eléctrico [8]:

- Transformadores de distribución: Aquellos que manejan capacidades desde los 15 kVA hasta los 2000 [9].
- Transformadores de potencia: Los que transforman potencias mayores a los 2000 kVA [9].

Clasificación por el número de fases

Se clasifican según las características del sistema al cual se conecte el transformador:

- Monofásico (1Φ): Son transformadores que se conectan a una línea fase-neutro o tierra ó dos fases. Están constituidos por un solo devanado de A.V. y uno de B.V [8].
- Trifásico (3Φ): Son aquellos transformadores que se conectan a 3 líneas de alimentación, pudiendo existir o no una conexión a un neutro común o tierra. Están formados por 3 devanados de AV y 3 de BV [8].

Clasificación por su utilización

Los transformadores se pueden clasificar según la posición que ocupen dentro del sistema eléctrico [8]:

- Transformador para generador: Son los transformadores, generalmente de potencia, que se conectan a la salida del generador y proporcionan la potencia a la línea de transmisión [8].

- Transformador de subestación: Son aquellos transformadores que se conectan al final de la línea de transmisión para reducir el voltaje a un nivel apto para subtransmisión [8].
- Transformadores de distribución: Reducen el voltaje de nivel de subtransmisión a voltajes aplicables a zonas de consumo [8].
- Transformadores de instrumentos: Entran en esta clasificación los transformadores de potencial y corriente que se usan en la medición, protección y control del sistema eléctrico [8].
- Transformadores especiales: En esta clasificación se incluyen aquellos transformadores que se usan en el sistema eléctrico, pero no entran en las categorías descritas anteriormente, ejemplos incluyen: reguladores de voltaje, transformadores para rectificación, transformadores para horno de arco eléctrico, etc. [8].

Clasificación por la construcción o forma del núcleo

Los transformadores se pueden clasificar según la colocación de los arrollamientos y el núcleo, en dos tipos [8]:

- Núcleo acorazado: Conocido como tipo “Shell”, en este el núcleo cubre los devanados de A.V. y B.V. [8], como indica la Figura 1.7.:

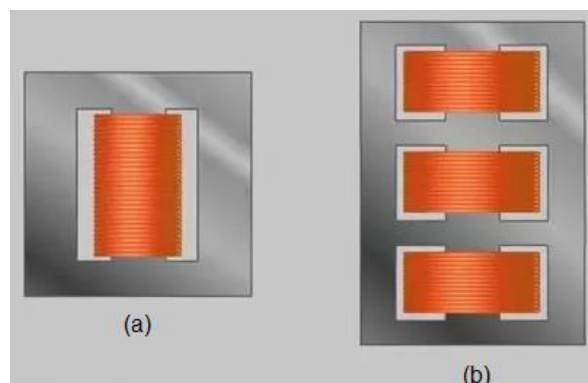


Figura 1.7. Tipo de núcleo acorazado, (a) transformador monofásico; (b) transformador trifásico [10].

- Núcleo no acorazado: Se le conoce como tipo columna o “core”, en este tipo de núcleo los devanados abarcan gran parte del circuito magnético [8], como se puede apreciar en la Figura 1.8.:

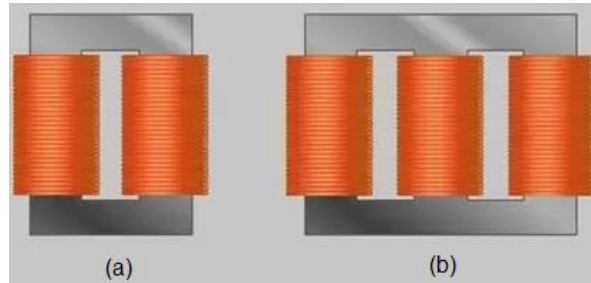


Figura 1.8. Tipo de núcleo no acorazado, (a) transformador monofásico; (b) transformador trifásico [10].

Clasificación según las condiciones de servicio

- Uso en interior [8].
- Uso a la intemperie [8].

Clasificación según el lugar de instalación

- Tipo poste [8].
- Tipo subestación [8].
- Tipo pedestal [8].
- Tipo bóveda [8].

Clasificación en función del tipo de enfriamiento

Según el medio que se use para enfriamiento la mayoría de transformadores se pueden clasificar en dos grupos: sumergidos en aceite y tipo secos [8].

Transformadores sumergidos en aceite:

- Tipo OA. Transformador sumergido en aceite aislante con enfriamiento natural, el aceite circula mediante convección natural dentro del tanque [8].

- Tipo OA/FA. Transformador sumergido en aceite con enfriamiento de aire forzado, el sistema consta de un sistema OA al que se le han añadido ventiladores para mejorar la disipación de calor [8].
- Tipo OA/FA/FOA. Transformador sumergido en aceite, con enfriamiento a base de aire forzado y a base de aceite forzado. Al sistema OA/FA se le añaden radiadores desprendibles, ventiladores montados sobre los mismos y bombas conectadas a los cabezales de estos que tienen por objetivo mejorar la circulación del aceite aislante [8].
- Tipo FOA. Transformador sumergido en aceite con sistema de aceite forzado, en este sistema los ventiladores y bombas de aceite trabajan continuamente y no son removibles, permitiendo que el transformador transmita la totalidad de su carga nominal [8].
- Tipo OW. Transformador sumergido en aceite, con enfriamiento por agua. Cuenta con un cambiador de calor tubular que va instalado fuera del tanque. En este tipo de enfriamiento el agua circula en el interior de los tubos y es drenada por gravedad o mediante el uso de una bomba, el aceite se enfría al entrar en contacto con la superficie de dichos tubos [8].
- Tipo FOW. Transformador sumergido en aceite aislante, el enfriamiento de este se realiza con enfriadores de agua forzada. Similar al sistema FOA, con la diferencia que el cambiador de calor es un modelo agua-aceite; en este modelo el enfriamiento del aceite se realiza con agua en lugar de ventiladores [8].

Transformadores tipo seco:

- Tipo AA. Transformadores tipo seco con enfriamiento propio, mediante aire natural. El aire es el único medio aislante que rodea el núcleo y los devanados, no posee aceite ni ningún otro tipo de aislante o refrigerante líquido [8].

- Tipo AFA. Transformador tipo seco con enfriamiento propio, cuyo diseño incluye un ventilador que empuja el aire a través de un ducto que lleva el aire a cada núcleo [8].
- Tipo AA/FA. Transformador tipo seco con enfriamiento propio. Combina ambos sistemas de enfriamiento, el enfriamiento por aire natural y el de circulación forzada por medio de ventiladores, opera mediante un relevador térmico y su control es automático [8].
- En su mayoría los transformadores de distribución son tipo OA (autoenfriados en aceite) [8].

1.2.1.2 COMPONENTES DEL TRANSFORMADOR

Las partes que componen un transformador eléctrico se dividen, principalmente, en cuatro grupos [8]:

1.2.1.2.1 Circuito magnético (núcleo)

Esta parte del transformador es la responsable de la conducción del flujo magnético generado, el cual enlaza magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador, como indica la Figura 1.9. Al circuito magnético se le conoce como núcleo, se compone por láminas de acero al silicio de bajas pérdidas y alta permeabilidad magnética [8].

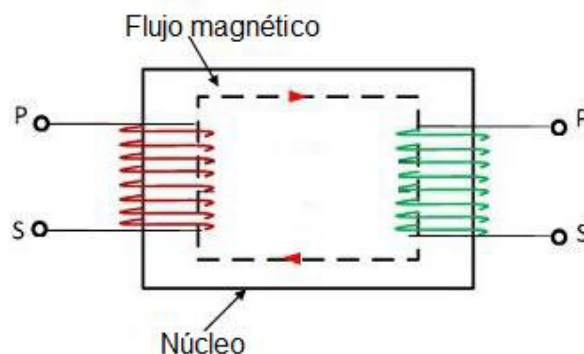


Figura 1.9. Circuito magnético de un transformador [11].

1.2.1.2.2 Circuito eléctrico (devanados)

El circuito eléctrico del transformador está formado por los devanados (primario y secundario). El devanado primario tiene por objetivo crear un flujo magnético para inducir una fuerza electromotriz en el devanado secundario, y transmitir potencia eléctrica del lado primario al secundario del transformador, este proceso presenta pérdidas de energía muy pequeñas [8], como se muestra en la Figura 1.10..

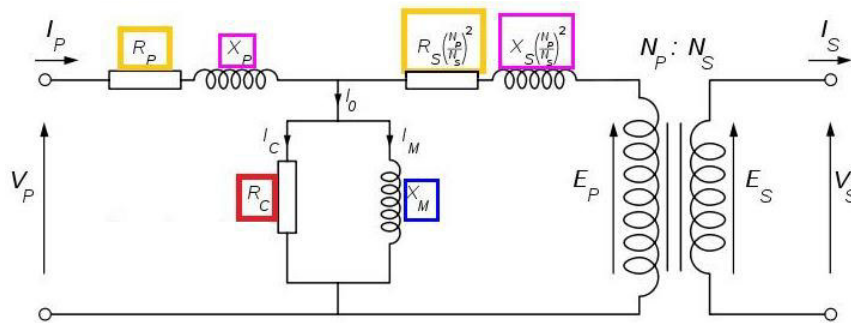


Figura 1.10. Circuito eléctrico equivalente del transformador [12].

1.2.1.2.3 Sistema de aislamiento

Es sistema de aislamiento de un transformador eléctrico está constituido por varios conjuntos de materiales, entre los cuales se incluyen [8]:

- Cartón prensado [8].
- Papel Kraft, manila [8].
- Barnices y esmaltes [8].
- Recubrimientos para la laminación del núcleo [8].
- Porcelana [8].
- Plásticos, cintas adhesivas, fibras de vidrio, etc. [8].
- Aislante líquido dieléctrico [8].

El objetivo del sistema de aislamiento es, aislar eléctricamente los devanados del transformador entre sí y a tierra, así como los componentes cercanos al núcleo y las partes de la estructura que están hechas de acero [8].

El aislamiento sólido debe cumplir principalmente con cuatro funciones [8]:

1. Soportar altos voltajes (esfuerzos dieléctricos), incluidas ondas de impulso y transitorios [8].
2. Soportar esfuerzos térmicos y mecánicos [8].
3. Prevenir excesivas acumulaciones de calor [8].
4. Mantener características adecuadas para un período de vida útil determinado, mediante un adecuado mantenimiento [8].

El sistema de aislamiento líquido que cubre las bobinas, núcleo y materiales aislantes sólidos del transformador, tiene tres propósitos principales [8]:

1. Proveer rigidez dieléctrica al sistema de aislamiento [8].
2. Proporcionar un eficiente enfriamiento [8].
3. Proteger al resto del sistema aislante [8].

Cualquier debilitamiento en el sistema de aislamiento puede llevar a una falla en el transformador. Cuando el aislamiento ha perdido parte de su propiedad dieléctrica original, o en sus características mecánicas o físicas se puede producir una falla mecánica o eléctrica [8].

1.2.1.2.4 Tanque y accesorios

El tanque con el que se construyen los transformadores debe ser hermético, con la finalidad de conservar el aceite aislante (que cumple las funciones de aislante eléctrico y refrigerante) [8]. Un ejemplo del tanque de un transformador se muestra en la Figura 1.11..



Figura 1.11. Tanque de un transformador con radiadores. (Elaboración propia).

Entre principales accesorios del transformador destacan:

1. Boquillas de porcelana [8].
2. Cambiador de derivaciones [8].
3. Terminales de cobre para el lado de AV y BV [8].
4. Válvula para obtención de muestra de aceite [8].

1.2.1.3 PARÁMETROS ELÉCTRICOS EMPLEADOS PARA ESPECIFICAR UN TRANSFORMADOR

Para especificar un transformador, los términos técnicos que se manejan, principalmente, son los siguientes [8]:

1.2.1.3.1 Voltaje

Origina el flujo de corriente y se expresa [8]:

V: Voltaje o diferencia de voltaje (voltios) [8]

kV: voltios x 1000 (kilovoltios) [8]

1.2.1.3.2 Corriente

Electrones libres que se mueven en cierto sentido dentro del conductor del devanado, se expresa [8]:

I: Corriente eléctrica (A) [8]

1.2.1.3.3 Potencia

Potencia necesaria para mantener un determinado flujo de corriente demandado por la carga, se expresa [8]:

S: Potencia aparente (kVA) [8]

1.2.1.3.4 Impedancia

Se refiere al voltaje aplicado al primario, capaz de producir la corriente nominal en el secundario cuando las terminales de éste, están en cortocircuito. Se expresa en porcentaje y representa la oposición del transformador a la corriente durante un cortocircuito [8].

%Z: % Impedancia (%) [8]

1.2.1.3.5 BIL (Basic Impulse Insulation Level)

El BIL representa la capacidad que tiene un transformador para tolerar un sobre voltaje producido por una descarga atmosférica o por una maniobra en el circuito de alimentación del transformador. Indica el máximo voltaje del sobrevoltaje que debe soportar el equipo [8].

BIL: Nivel básico de aislamiento (kV) [8]

1.2.1.4 PLACA DE DATOS DEL TRANSFORMADOR

La Figura 1.12. muestra un ejemplo de una placa de datos de un transformador de distribución. Esta incluye los datos de voltaje nominal, potencia aparente nominal, frecuencia nominal, impedancia equivalente del transformador en por ciento, voltajes de las posiciones de los taps, esquemas de conexiones internas y externas, etc. [13].

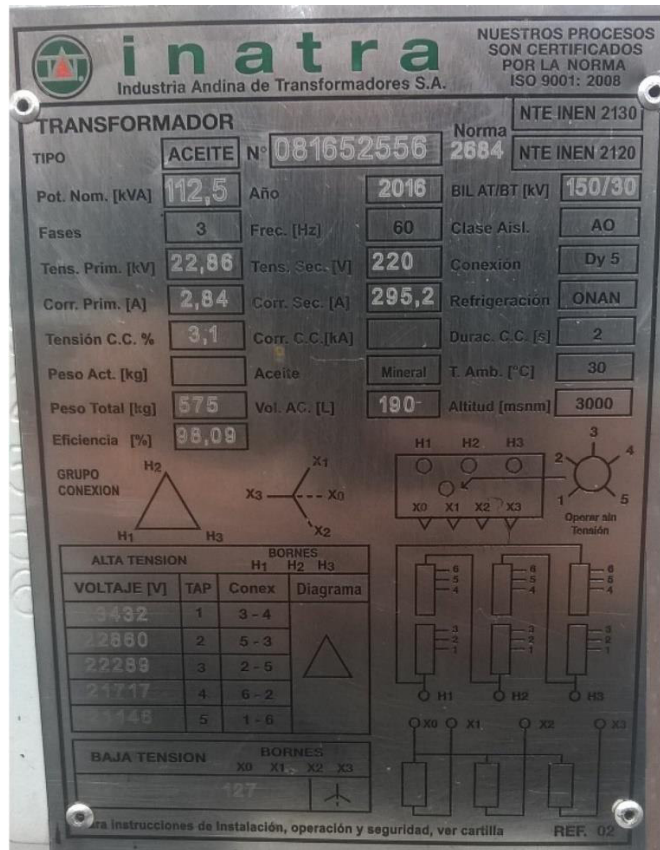


Figura 1.12. Placa de datos de un transformador de distribución trifásico. (Elaboración propia).

1.2.2 PRUEBAS ELÉCTRICAS A TRANSFORMADORES

1.2.2.1 INTRODUCCIÓN

Las pruebas eléctricas que se realizan en transformadores, tienen el fin de comprobar que éste ha sido diseñado y construido adecuadamente con el fin de soportar la carga especificada, y que soportará las condiciones a las que se encuentre expuesto durante su operación a lo largo del período de su vida útil [14].

Las pruebas realizadas en fábrica, laboratorio y momento de instalación son aproximaciones, que basadas en resultados del estado del sistema de aislamiento y sus componentes, permiten estimar los componentes que tienen mayor probabilidad de presentar defectos de diseño, fabricación u operación. En general a los transformadores

eléctricos se les realiza una serie de pruebas que van desde las realizadas a la materia prima, hasta pruebas de mantenimiento [14]. Las cuales se explican a continuación:

1.2.2.1.1 Pruebas a la materia prima.

Pruebas dieléctricas a materiales electrotécnicos como: aislantes sólidos, aislantes líquidos, materiales ferromagnéticos, y aislamientos externos (boquillas de A.V. y B.V.) [14].

1.2.2.1.2 Pruebas en fábrica.

Con el fin de garantizar la calidad de diseño y fabricación de un transformador, este tipo de pruebas se pueden dividir en 3 tipos [14]:

Calidad de fabricación.

Este tipo de pruebas verifican la calidad con la que el transformador fue fabricado; y evalúan el estado en que se encuentra para soportar condiciones normales de operación y condiciones anormales provocadas por fallas o sobrevoltajes de origen atmosférico [14].

Este tipo de pruebas principalmente son:

- Resistencia de aislamiento [14].
- Factor de potencia/factor de disipación del aislamiento [14].
- Rigidez dieléctrica del aceite [14].
- Resistencia óhmica de los devanados [14].
- Relación de transformación y polaridad [14].
- Potencial aplicado e inducido [14].
- Impulso por descarga atmosférica [14].
- Prueba de temperatura [14].
- Prueba de cortocircuito a corriente nominal [14].

Calidad del servicio.

Este tipo de pruebas permiten conocer la eficiencia de trabajo del transformador. Adicionalmente, determinan si el porcentaje de impedancia y corriente de excitación del transformador están dentro de los valores garantizados [14]. Este tipo de pruebas son:

- Pérdidas en el núcleo y porcentaje de corriente de excitación [14].
- Pérdidas en los devanados y porcentaje de impedancia [14].

Calidad de operación del transformador.

Permiten determinar la vida útil del transformador, debido a que según la rapidez con que envejezca el aislamiento en esa misma proporción será el acortamiento de la vida útil de este [14]. Estas pruebas son las siguientes:

- Temperatura [14].
- Hermeticidad [14].
- Descargas parciales [14].

1.2.2.1.3 Pruebas de campo

Se clasifican en dos grupos:

Puesta en servicio.

Entre las principales destacan:

- Resistencia de aislamiento [14].
- Factor de potencia/factor de disipación [14].
- Resistencia de los devanados [14].
- Relación de transformación [14].

Mantenimiento preventivo.

- Punto de rocío [14].
- Resistencia de aislamiento [14].

- Factor de potencia/factor de disipación [14].
- Rigidez dieléctrica del aceite [14].

1.2.2.2 PRUEBAS ELÉCTRICAS EN AV-DC

1.2.2.2.1 Introducción

Cuando un voltaje DC es aplicado a un aislante, el estrés causado por el campo eléctrico da lugar a un incremento de la corriente de conducción y polarización eléctrica. Considerando el circuito de la Figura 1.13., que indica una fuente de voltaje DC, un interruptor y un aislante; cuando el interruptor es cerrado, una gran corriente fluye a través del aislante en el instante en que el interruptor se cierra, misma que decrece rápidamente en un instante y luego decrece lentamente hasta alcanzar un valor cercano a una constante [15]. Esta corriente que circula por el aislante puede ser analizada en varias componentes, que son:

- Corriente de carga capacitiva [15].
- Corriente de absorción dieléctrica [15].
- Corriente de fuga superficial [15].
- Corriente de descarga parcial (efecto corona) [15].
- Corriente de fuga volumétrica [15].

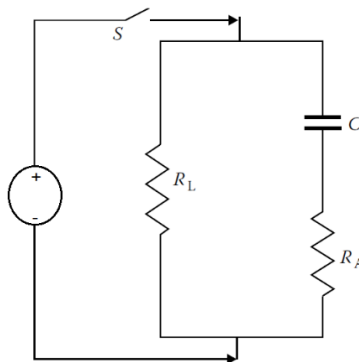


Figura 1.13. Circuito eléctrico de un aislante sometido a una prueba DC [15].

Donde:

C : Representación de la Corriente de carga capacitiva [15]

R_A : Representación de la Corriente de absorción [15]

R_L : Representación de la Corriente de fugas volumétricas (pérdidas dieléctricas) [15]

Corriente de carga capacitiva.

La corriente de carga capacitiva es alta al instante de aplicar el voltaje DC, y va decreciendo en el tiempo [15], puede ser calculada con la Ecuación 1.3, correspondiente a la ecuación de la corriente de carga capacitiva [15].

$$i_e = \left(\frac{E}{R}\right) e^{-\frac{t}{RC}} \quad [\text{mA}] \quad (1.3)$$

Donde:

E : Voltaje en kV [15].

R : Resistencia en $M\Omega$ [15].

C : Capacitancia en μF [15].

t : Tiempo en segundos [15].

e : Número irracional, base de los logaritmos naturales [15].

Esta corriente capacitiva es una función del tiempo y disminuye mientras el tiempo de la aplicación del voltaje incrementa. Al ser una corriente presente al instante de aplicar el voltaje DC no tiene valor para ningún tipo de prueba, por tanto, las lecturas correspondientes no deben ser tomadas hasta que esta corriente disminuya a un valor bajo [15].

Corriente de absorción dieléctrica.

La corriente de absorción dieléctrica es alta el instante en que el voltaje de prueba es aplicado y disminuye a medida que el tiempo de aplicación del voltaje se incrementa, pero a una velocidad menor que la corriente de carga capacitiva. Esta corriente no es tan alta

como la corriente de carga capacitiva, y puede ser dividida en dos corrientes: corrientes de carga reversible y no reversible [15]. La corriente de carga reversible puede ser calculada por la Ecuación 1.4, de la corriente de carga reversible [15].

$$i_a = VCDT^{-n} \quad (1.4)$$

Donde:

V : Voltaje de prueba en kV [15].

C : Capacitancia en μF [15].

D : Constante de proporcionalidad [15].

T : Tiempo en segundos [15].

n : Constante [15].

La corriente de carga irreversible es similar a la corriente de carga reversible, pero mucho menor en magnitud y se disipa en el aislamiento por lo que no tiene retorno. Al igual que con la corriente de absorción dieléctrica, para realizar la lectura de cualquier medición se debe esperar un tiempo adecuado, de manera que la corriente de absorción haya disminuido [15].

Corriente superficial de fuga.

Esta corriente se origina debido a la conducción presente en la superficie del aislamiento.

Esta corriente no es deseada en los resultados de pruebas, y se elimina su efecto limpiando la superficie del aislamiento [15].

Corriente de descargas parciales.

Conocida también como corriente corona, es causada por un estrés excesivo al aire debido al alto voltaje usado en pruebas. Se disminuye su efecto mediante el uso de apantallamiento de control durante pruebas. Esta corriente no ocurre a voltajes de prueba menores 4000 V [15].

Corriente de fuga volumétrica.

Es la corriente que circula a través del volumen del aislante, es usada para evaluar las condiciones del aislamiento bajo prueba. Se debe esperar un tiempo adecuado para que la corriente volumétrica se estabilice antes de que las mediciones sean tomadas [15].

Dos tipos de pruebas DC pueden ser aplicadas en aislamiento sólido y son [15]:

- Prueba de resistencia del aislamiento [15].
- Prueba de voltaje de alto potencial (Hi-pot) [15].

En transformadores de distribución la prueba de resistencia del aislamiento es la más utilizada, razón por la cual se describe a continuación.

1.2.2.2 Prueba de resistencia del aislamiento

Objetivo de la prueba

La prueba de resistencia de aislamiento se realiza en fábrica, luego que éste ha terminado su proceso de secado, así como en laboratorio y mantenimiento para revisar el estado del sistema de aislamiento, esta prueba tiene por objetivo determinar la cantidad de humedad e impurezas que contiene el sistema de aislamiento del transformador [14].

Diagrama de conexiones.

La prueba se efectúa con un megaóhmetro, que inyecta un AV-DC al sistema de aislamiento, por tanto, esta prueba involucra las maniobras de conexión que se indican en la Figura 1.14., con el fin de medir la resistencia del aislamiento entre el lado de AV y tierra, BV y tierra; y entre los lados de AV y BV [14]. Antes de iniciar con las conexiones indicadas es necesario cortocircuitar: los terminales del lado de AV, los terminales del lado de BV, y poner a tierra el tanque del transformador [14].

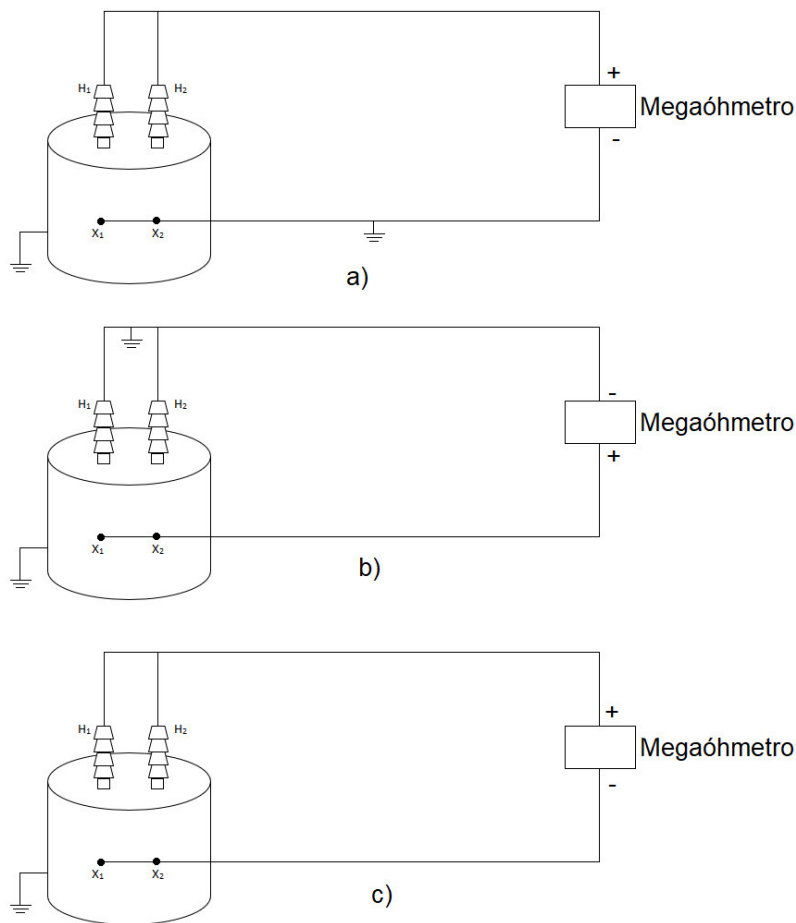


Figura 1.14. Esquema de conexiones de un transformador para prueba de resistencia de aislamiento; a) resistencia entre lado AV y tierra, b) resistencia entre el lado de BV y tierra, c) resistencia entre lado de AV y BV [14].

Criterios de aceptación o rechazo.

Hay diferentes criterios para aceptar o rechazar una prueba de resistencia de aislamiento. La norma IEEE 62 [39], en su sección 6.1.5 establece que para la interpretación de resultados no se pueden dar valores específicos o absolutos para la resistencia de aislamiento, y se recomienda tener como referencia resultados de pruebas realizadas anteriormente. En ausencia de un consenso que permita establecer dichos valores, la norma ANSI/NETA ATS-2009 [40] sugiere valores representativos de resistencias de aislamiento como se muestra en La Tabla 1.1., establece valores mínimos aceptables de resistencia de aislamiento a 20^o C para una energización segura, mientras la Tabla 1.2., muestra ejemplos de valores de resistencia de aislamiento para transformadores [16].

Tabla 1.1. Valores aceptables mínimos de resistencia de aislamiento, para una energización segura de equipo eléctrico de potencia [40].

Voltaje Sistema	Resistencia Mínima Aceptable (MΩ)
250 V	25
600 V	100
1000 V	100
2500 V	500
5000 V	1000
8000 V	2000
15 kV	5000
25 kV	20000
34,5 kV y superior	100000

Tabla 1.2. Ejemplos de valores de resistencia de aislamiento para transformadores [16].

Condición del Transformador	Lecturas de resistencia de aislamiento de 60 segundos (MΩ)
Transformadores nuevos sumergidos en aceite	>1000
Transformadores usados sumergidos en aceite	100-1000
Investigar estado transformador	<100

La relación de absorción dieléctrica (DAR), se define como la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento, la realizada a 60 segundos y la realizada a 30 segundos. El criterio de aceptación de varios fabricantes establece que un DAR mayor a 1,4 es indicativo de un sistema de aislamiento en buenas condiciones [14], la norma ANSI/NETA

ATS-2009 sugiere los siguientes valores de DAR, como se indican en la Tabla 1.3., que son indicativos de la condición del sistema de aislamiento.

Tabla 1.3. Condiciones del estado del sistema de aislamiento basadas en DAR [40].

Condiciones	DAR
Pobre	< 1,1
Dudoso	1,1-1,25
Regular	1,25-1,4
Bueno	1,4-1,6
Excelente	>1,6

1.2.2.2.3 Ventajas y desventajas de las pruebas en AV-DC

Las pruebas en AV-DC son usadas para probar equipo eléctrico, y poseen ciertas ventajas y desventajas que se resumen a continuación [15].

Ventajas.

- Las pruebas de DC son recomendables de aplicar a equipos con alta capacitancia de carga, como conductores de transmisión [15].
- El estrés producido al aplicar voltaje DC es considerado menos invasivo al aislamiento que pruebas AC [15].
- El tamaño y peso del equipo necesario para realizar este tipo de pruebas es menor que el de equipos de pruebas AC [15].

Desventajas.

- Puede quedar una carga residual en el aislamiento luego de una prueba en DC que debe ser descargada cuidadosamente [15].
- Defectos que no se pueden detectar con corriente DC, pueden producir fallas al aplicar corriente AC [15].
- El voltaje puede no estresar uniformemente el sistema de aislamiento [15].

1.2.2.3 PRUEBAS EN AV-AC

1.2.2.3.1 Introducción

El propósito de realizar pruebas en AC es identificar si el equipo a probar ha sido instalado adecuadamente, determinar si es necesario realizar mantenimiento correctivo o reparaciones, y llevar seguimiento de la degradación gradual del sistema del aislamiento a lo largo de su vida útil. Es preferible usar voltaje AC sobre voltaje DC para realizar pruebas a transformadores, porque el voltaje AC usado en dichas pruebas simula el estrés interno que experimentarán los transformadores durante condiciones de operación, brindando mejor información del estado de este, la norma IEEE C57 describe varios tipos de pruebas de rutina con AC entre las cuales destacan [17]:

- Prueba de factor de potencia o factor de disipación (FP/FD) [17].
- Pruebas de frecuencia muy baja (VLF) [17].
- Frecuencia inducida [17].
- Descargas parciales (PD) [17].
- Pruebas de impulso [17].

Las pruebas en AC se pueden clasificar en destructivas y no destructivas. Las pruebas de FP/FD, se pueden considerar no destructivas, porque el voltaje aplicado será menor al nominal del lado de AV del equipo bajo prueba, el principio básico de pruebas no destructivas es la detección del cambio en características medibles del aislamiento, que se pueden atribuir a causas como: presencia de elementos contaminantes, destructivos que estresan el sistema de aislamiento. Las pruebas AC de alto potencial, VLF, PD, pruebas de impulso, se consideran destructivas, debido a que el voltaje al que están asociadas es mayor al voltaje de operación de los equipos a probar [17].

1.2.2.3.2 Prueba de factor de potencia del sistema de aislamiento

Introducción.

La prueba de factor de potencia (FP) se basa en el puente de Schering, Figura 1.15., que fue desarrollado cerca del año 1900 para evaluar sistemas de aislamiento separando las componentes capacitiva y real de la corriente de carga. Las pruebas de factor de potencia y factor de disipación (FP/FD) son consideradas sinónimas porque ambas se refieren a las pérdidas dieléctricas en AC en el sistema de aislamiento. El factor de potencia y factor de disipación son características medibles, que evalúan la condición del sistema de aislamiento. Ambas pruebas son efectivas en localizar fallas en el aislamiento eléctrico de un transformador [17].

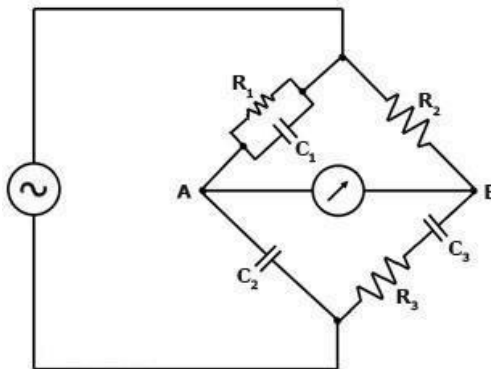


Figura 1.15. Puente de Schering [18].

Objetivo de la prueba.

El objetivo principal al realizar esta prueba es, verificar el grado de sequedad que tienen los materiales aislantes, por lo que esta prueba es complementaria a la prueba de resistencia del aislamiento, aunque brinda mayor información y es más rigurosa que dicha prueba [14].

La prueba se realiza aplicando corriente alterna, y se miden variables de capacitancia en el aislamiento, pérdidas dieléctricas y las relaciones entre las variables medidas. Cuando un aislamiento es energizado con voltaje AC, por el aislamiento circula una corriente de

carga, esta corriente contiene dos componentes llamadas: corriente capacitiva y resistiva. La corriente capacitiva adelanta al voltaje aplicado en 90° , mientras la resistiva está en fase con dicho voltaje como se muestra en la Figura 1.16..

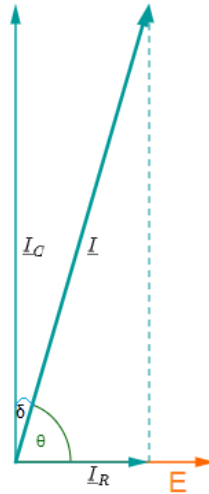


Figura 1.16. Diagrama vectorial del factor de potencia. (Elaboración propia).

La corriente capacitiva es directamente proporcional a la constante dieléctrica, área y voltaje aplicado e inversamente proporcional al grosor del aislamiento bajo prueba [17]. Esta corriente capacitiva puede ser calculada mediante la Ecuación 1.5 correspondiente a la Ecuación de la corriente capacitiva que circula por un aislante [17].

$$I_C = E\omega\varepsilon_0\varepsilon_r \left(\frac{A}{d}\right) \quad (1.5)$$

Donde:

E : Voltaje de prueba.

ω : Frecuencia angular.

ε_0 : Constante dieléctrica del vacío.

ε_r : Constante dieléctrica del aislante.

A : Área del aislante.

d : Grosor del aislante.

Cambios en esta corriente capacitiva son indicadores de degradación en el aislamiento, como presencia de humedad o reducción de capas de aislamiento, cambios en la geometría del aislamiento. La presencia de la corriente resistiva es debido a pérdidas dieléctricas en el aislamiento como presencia de partículas carbonizadas, fugas volumétricas, superficie de conducción y efecto corona,

Esta prueba busca cuantificar la relación de dichas corrientes, según las Ecuaciones 1.6 (Ecuación del factor de potencia (FP) [19]) y 1.7 (Ecuación del factor de disipación (FD) [19]), que se obtienen a partir de la Figura 1.16..

$$FP = \frac{I_R}{I} = \cos\theta \quad (1.6)$$

$$FD = \frac{I_R}{I_C} = \tan\delta \quad (1.7)$$

El factor de potencia y factor de disipación se pueden relacionar mediante las Ecuaciones 1.8 (Ecuación del factor de disipación en función del factor de potencia [19]) y 1.9 (Ecuación del factor de potencia en función del factor de disipación [19]), teniendo en cuenta que según el diagrama vectorial de la Figura 1.16. $\cos\theta = \text{sen}\delta$ y $\tan\delta = \cot\theta$ [19].

$$FP = \frac{FD}{\sqrt{1+FD^2}} \quad (1.8)$$

$$FD = \frac{FP}{\sqrt{1-FP^2}} \quad (1.9)$$

Adicionalmente para valores de FP y FD menores al 10%, se cumple la Ecuación 1.10 (Ecuación de la igualdad del factor de potencia y factor de disipación para resultados de hasta 10% [17]).

$$\cos\theta = \tan\delta = \cot\theta \quad (1.10)$$

Por tanto, cuando se habla de resultados pequeños (menores al 10%), hablar de factor de potencia es sinónimo de hablar de factor de disipación, ya que ambos resultados serán prácticamente iguales.

Corrección de temperatura de la prueba de FP/FD

Las mediciones de FP/FD se interpretan basándose en la temperatura de la muestra, las pérdidas dieléctricas de la mayoría de los aislamientos aumentan con la temperatura, por lo cual es importante determinar las características de la temperatura del aislamiento que se está probando, esto debido a que al tener esta información es posible referenciarla a otra temperatura en base a una corrección del FP/FD a 20°C [1], como indica la Ecuación 1.11 :

$$FP(20^{\circ}C) = \frac{FP(x^{\circ}C)}{k} \quad (1.11)$$

Donde:

$FP(x^{\circ}C)$: El valor de la prueba a una temperatura “x”.

k: Valor de una constante según la temperatura del transformador al realizar la prueba.

Para realizar comparaciones de resultados de la prueba de factor de potencia es necesario que todos los resultados estén referidos a una temperatura de 20°C.

Tabla 1.4. Valores de la constante k para corrección de temperatura de la prueba de factor de potencia [19].

Factores de corrección de temperatura para líquidos, transformadores y reguladores					
Temperatura de prueba		Transformadores de potencia rellenos de aceite			
°C	°F	XFMRs relleno de Askarel	Tipo respiración libre y conservador	Tipo sellado presurizado con nitrógeno	Instrumento relleno de aceite XFMRs
0	32		1.56	1.57	1.67
1	33,8		1.54	1.54	1.64
2	35,6		1.52	1.50	1.61

3	37,4		1.50	1.47	1.58
4	39,2		1.48	1.44	1.55
5	41		1.46	1.41	1.52
6	42,8		1.45	1.37	1.49
7	44,6		1.44	1.34	1.46
8	46,4		1.43	1.31	1.43
9	48,2		1.41	1.28	1.40
10	50		1.38	1.25	1.36
11	51,8		1.35	1.22	1.33
12	53,6		1.31	1.19	1.30
13	55,4		1.27	1.16	1.27
14	57,2		1.24	1.14	1.23
15	59		1.20	1.11	1.19
16	60,8		1.16	1.09	1.16
17	62,6		1.12	1.07	1.12
18	64,4		1.08	1.05	1.08
19	66,2		1.04	1.02	1.04
20	68	1.00	1.00	1.00	1.00
21	69,8	0.95	0.96	0.98	0.97
22	71,6	0.90	0.91	0.96	0.93
23	73,4	0.85	0.87	0.94	0.90
24	75,2	0.81	0.83	0.92	0.86
25	77	0.76	0.79	0.90	0.83
26	78,8	0.72	0.76	0.88	0.80
27	80,6	0.68	0.73	0.86	0.77
28	82,4	0.64	0.70	0.84	0.74
29	84,2	0.60	0.67	0.82	0.71
30	86	0.56	0.63	0.80	0.69
31	87,8	0.53	0.60	0.78	0.67
32	89,6	0.51	0.58	0.76	0.65
33	91,4	0.48	0.56	0.75	0.62
34	93,2	0.46	0.53	0.73	0.60
35	95	0.44	0.51	0.71	0.58
36	96,8	0.42	0.49	0.70	0.56
37	98,6	0.40	0.47	0.69	0.54
38	100,4	0.39	0.45	0.67	0.52
39	102,2	0.37	0.44	0.66	0.50
40	104	0.35	0.42	0.65	0.48
42	107,6	0.33	0.38	0.62	0.45
44	111,2	0.30	0.36	0.59	0.42
46	114,8	0.28	0.33	0.56	
48	118,4	0.26	0.30	0.54	
50	122	0.24	0.28	0.51	
52	125,6	0.22	0.26	0.49	

54	129,2	0.21	0.23	0.47	
56	132,8	0.19	0.21	0.45	
58	136,4	0.18	0.19	0.43	
60	140	0.16	0.17	0.41	
62	143,6	0.15	0.16	0.40	
66	150,8	0.14	0.14	0.36	
70	158	0.12	0.12	0.33	

Esquemas de conexiones y resultados de la prueba.

Las conexiones realizadas para esta prueba son iguales a las de la prueba de resistencia de aislamiento mostradas en la Figura 1.14., con la diferencia de que se usa un equipo de medición en AC [14].

Criterio de aceptación o rechazo.

Las características dieléctricas del aislamiento varían según la temperatura, razón por la cual, para realizar comparaciones de resultados de pruebas de factor de potencia, estos resultados deben ser referidos a una misma temperatura base, de 20°C. [20]

La norma IEEE 62 sugiere valores admisibles de factor de potencia para transformadores trifásicos nuevos de hasta 0,5% y para transformadores en uso de hasta 2% [14].

En el caso de transformadores de distribución usados, según condiciones de uso y casos especiales (transformadores que hayan sufridos fallas, reacondicionamiento, etc.) y teniendo resultados complementarios de distintas pruebas eléctricas como: medición de la corriente de excitación, resistencia en DC, etc., se podrían modificar los criterios presentados a valores de FP/FD en el rango de 4% a 5%, corregidos a 20°C [20].

Los valores de capacitancia se asocian con la geometría y estado del dieléctrico en su diseño original, por lo cual es necesario el seguimiento de esta magnitud, que puede ser indicativo de cambios físicos en la configuración del aislamiento del transformador [20].

De existir casos en que el resultado de la prueba de FP/FD en una parte del sistema de aislamiento, sea mayor al resto del mismo, es necesaria la investigación de las posibles causas según sea el caso [20].

Para un estudio o investigación adecuada es necesaria la comparación del valor de las variables dieléctricas medidas (FP/FD y Capacitancias), respecto al valor de la prueba de factor de potencia de fábrica del transformador [20].

Factor de potencia negativo.

Las corrientes superficiales dentro de un sistema de aislamiento crean un cambio de la distribución del potencial, que puede provocar un factor de potencia aumentado o reducido, en algunos casos el registro de un factor de potencia negativo. Esta condición tiene mayor probabilidad de aparecer cuando se realizan mediciones de UST y GST en muestras que tienen valor de capacitancias de pocos cientos de pF. Este error se acentúa al realizar la prueba de FP/FD en condiciones meteorológicas desfavorables, debido a que la alta humedad relativa incrementa las corriente de fuga superficiales [19].

1.2.3 MUESTREO ESTADÍSTICO

1.2.3.1 INTRODUCCIÓN

En muchos problemas, es necesario utilizar una muestra de observaciones tomadas de una población de interés con el fin de obtener conclusiones sobre ella. Una población está formada por el total de observaciones sobre las cuales se tiene interés de estudio. El número de observaciones en la población se define como tamaño de la muestra. En muchos problemas reales resulta imposible o poco práctico observar a toda una población, debido a que esto llevaría mucho tiempo o tendría un alto costo, debido a esto se debe obtener una muestra representativa de la población en estudio [21].

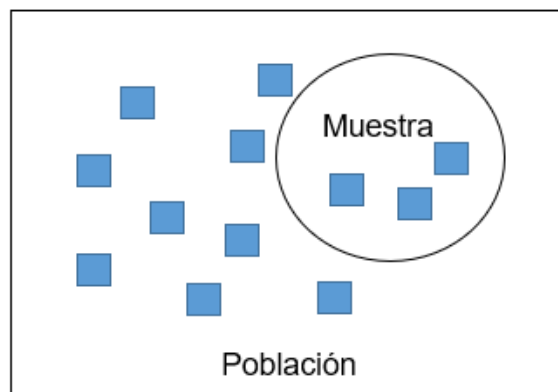


Figura 1.17. Representación de una muestra como subgrupo de la población.
(Elaboración propia).

Al seleccionar una muestra, es necesario evitar tres errores principales que pueden presentarse [22]:

1. No elegir casos que deberían pertenecer a la muestra (elementos que cumplan las características y no fuesen seleccionados) [22].
2. Seleccionar casos que no forman parte de la población [22].
3. Seleccionar casos que son inelegibles [22].

Para evitar cometer este tipo de errores es necesario una adecuada delimitación de la población. El muestreo se puede clasificar en dos grandes grupos: muestreo probabilístico y no probabilístico [22].

1.2.3.2 MUESTREO PROBABILÍSTICO

1.2.3.2.1 Generalidades

El muestreo probabilístico tiene muchas ventajas, siendo la principal que el tamaño del error se puede medir en las predicciones de esta, por tanto, el principal objetivo de este tipo de muestreo es reducir este error [22].

Para definir una muestra es necesario conocer los conceptos generales que se usarán, entre los cuales se tienen:

Población

Se refiere al conjunto de todos los elementos o casos que concuerden o cumplan determinadas características, en número de elementos de la población se representa como “ N ” [22].

Muestra

Subgrupo de la población sobre el cual se recolectan datos y debe ser representativo de la misma, el número de elementos de una muestra se representa con la letra “ n ” [22].

Unidad de análisis

El elemento básico de la población y muestra, sobre el cual se recolectan los datos a estudiar [22].

Media

Representa las características de un conjunto de variables, es un valor tal que, si se calcula para un grupo en el cual todos los elementos fuesen iguales, cada uno de ellos serían iguales a la media como indica la Ecuación 1.12 [23].

$$\mu = \bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (1.12)$$

Donde:

x_i : Valor de cada elemento "i".

n : Número total de elementos.

Varianza

Se define como el promedio de los cuadrados de las diferencias entre los valores que toma las variables y su promedio, como indica la Ecuación 1.13., corresponde al grado de variabilidad que presentan las unidades de la población [23].

$$S^2 = \sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n} \quad (1.13)$$

Porcentaje estimado de la muestra

Se refiere a la probabilidad "p" de ocurrencia del fenómeno ("q" es la probabilidad que el fenómeno no ocurra) como indica la Ecuación 1.14 [22], la cual se estima mediante estudios de muestreo previos, de no existir estos se toma la probabilidad de ocurrencia del fenómeno como $p=q=0.5$ [22].

$$p + q = 1 \quad (1.14)$$

La varianza se puede determinar en función de la probabilidad de que un evento ocurra según la Ecuación 1.15. [22] [23].

$$S^2 = p \cdot q = p(1 - p) \quad (1.15)$$

Desviación estándar

Indica el grado de dispersión de los datos respecto a la media, y matemáticamente es igual a la raíz cuadrada de la varianza, se representa como “S” o “σ” [22].

Nivel de confianza

Valor que tiene relación con el tamaño de la muestra, el nivel de confianza es fijado por el investigador según su experiencia, y tiene relación con la variable “Z”, que se obtiene mediante la función de distribución normal, cuyos valores están tabulados [23].

Precisión de la estimación

Se le conoce también como error de muestreo y se fija según la información que el investigador tenga acerca del parámetro a estimar [23].

1.2.3.3 TAMAÑO DE LA MUESTRA

Al realizar un muestreo probabilístico, se debe determinar el mínimo número de unidades muestrales que aseguren un determinado nivel de error. Es decir, se busca que el valor de la media de la muestra “ \bar{x} ” se acerque al valor de la media de la población “ \bar{X} ” [22], la Ecuación 1.16. permite determinar el tamaño de la muestra [23].

$$n = \frac{Z^2 NS^2}{(N-1)E^2 + Z^2 S^2} \quad (1.16)$$

Donde:

Z: Variable obtenida de evaluar en nivel de confiabilidad en la función normal.

N: Tamaño de la población.

S²: Varianza.

E²: Precisión de estimación o error.

En ocasiones el interés de la investigación puede radicar en comparar resultados entre distintos segmentos de la población, motivo por el cual es necesario estratificar la muestra

en relación con categorías que se presenten dentro de la población, se debe diseñar una muestra probabilística estratificada [22].

1.2.3.4 MUESTREO PROBABILÍSTICO ESTRATIFICADO

1.2.3.4.1 Introducción

Consiste en dividir a la población en subpoblaciones conocidas como estratos, y seleccionar una muestra para cada estrato, como indica la Figura 1.18. [22].

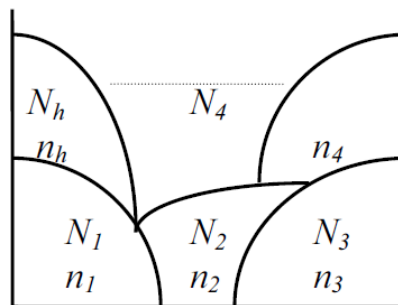


Figura 1.18. Representación del muestreo estratificado [24].

La muestra estratificada de tamaño n se obtiene seleccionando n_h elementos ($h = 1, 2, \dots, L$) de cada uno de los “ L ” estratos en los que se dividió a la población total [24].

1.2.3.4.2 Método de agrupamiento “k-means”

El método “k-means” es un algoritmo iterativo de partición de datos, que asigna “ n ” observaciones a uno de los “ k ” estratos o agrupamientos que son definidos por centroides en el algoritmo [25] como indica la Figura 1.19..

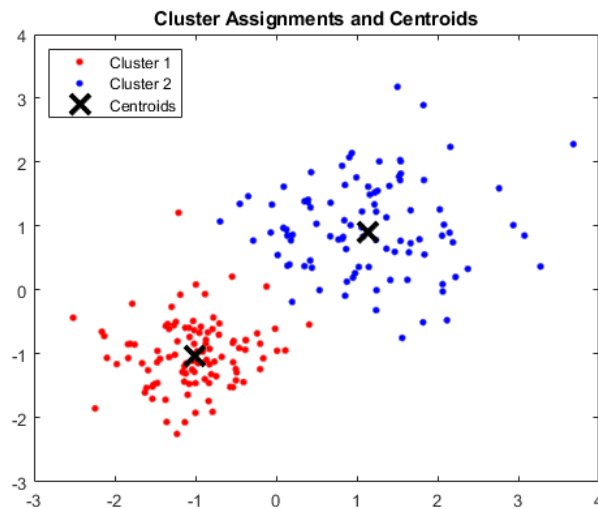


Figura 1.19. Asignación de grupos y centroides mediante el uso del algoritmo “k-means” [25].

Donde “k” se escoge antes de la ejecución del algoritmo, y se escoge según la dispersión de los datos, objetivos del problema y experiencia del investigador. El algoritmo utiliza un método heurístico para encontrar valores de centroides para los “k” estratos, el algoritmo funciona de la siguiente manera [25]:

1. Seleccionar al azar un punto del conjunto de datos “X”, este punto se escoge como primer centroide, denotado c_1 [25].
2. Calcular las distancias de cada punto “m” del conjunto de datos al centroide c_1 , la distancia entre el punto “m” y c_1 se denota como $d(x_m, c_j)$ [25].
3. Seleccionar el siguiente centroide c_2 al azar del conjunto de datos “X” con la función de distribución de probabilidad [25]:

La Ecuación 1.17 permite determinar la probabilidad de selección del próximo centroide [25].

$$p(c_2) = \frac{d^2(x_m, c_1)}{\sum_{j=1}^n d^2(x_j, c_1)} \quad (1.17)$$

Donde:

$d^2(x_m, c_1)$: Cuadrado de la distancia entre el punto en observación x_m y el centroide escogido c_1 .

$\sum_{j=1}^n d^2(x_j, c_1)$: Suma de los cuadrados de las distancias entre los puntos x_j pertenecientes al conjunto de datos "X" y el centroide escogido c_1 .

4. Los siguientes centroides "j" se obtienen de la siguiente manera [25]:
 - a. Calcular las distancias entre cada punto y centroide, y asignar cada observación al centroide más cercano [25].
 - b. Para $m=1, \dots, n$ y $p=1, \dots, j-1$, seleccionar el centroide j al azar del conjunto de datos "X" con la función de probabilidad [25]:

La Ecuación 1.18 permite determinar probabilidad de selección del próximo "j" [25].

$$p(c_p) = \frac{d^2(x_m, c_p)}{\sum d^2(x_h, c_p)} \quad (1.18)$$

Donde:

$d^2(x_m, c_p)$: Cuadrado de la distancia entre el punto en observación x_m y el centroide más cercano c_p .

$\sum d^2(x_h, c_p)$: Suma de los cuadrados de las distancias entre los puntos x_h cercanos a c_p .

5. Repetir el paso cuatro hasta que los "k" estratos sean escogidos [25].

1.2.3.4.3 Estimadores del muestreo estratificado

El muestreo probabilístico estratificado, maneja estimadores para cada estrato en los que se encuentra distribuida la población y la muestra, como se indica a continuación:

Media aritmética para cada estrato

Se refiere al promedio que tienen los elementos de un determinado estrato "L", sea este un estrato poblacional o muestral, como indican las ecuaciones 1.19 (Ecuación para

determinar la media aritmética poblacional para cada estrato [23]) y 1.20 (Ecuación para determinar la media aritmética muestral para cada estrato [23]).

$$\bar{Y}_h = \frac{\sum Y_h}{N_h} \quad (1.19)$$

Donde:

Y_h : Valor de cada elemento perteneciente a un estrato poblacional "h".

N_h : Número total de elementos que corresponden a un estrato poblacional "h".

$$\bar{y}_h = \frac{\sum y_h}{n_h} \quad (1.20)$$

Donde:

L : Número total de estratos.

y_h : Valor de cada elemento perteneciente al estrato muestral "h".

n_h : Número total de elementos que corresponden al estrato muestral "h".

Media aritmética estratificada ponderada

Medida del valor promedio de cada estrato, tomando en cuenta el peso o aporte de cada estrato respecto al número total de elementos de la población o muestra. Como indica la Ecuación 1.21 [23].

$$\bar{Y}_{st} = \frac{\sum Y_h N_h}{N} \quad (1.21)$$

Donde:

Y_h : Valor medio del estrato poblacional "h".

N_h : Número total de elementos que corresponden a cierto estrato poblacional "h".

N : Número total de elementos de la población.

La Ecuación 1.22 permite determinar la media aritmética muestral para cada estrato [23].

$$\overline{y}_{st} = \frac{\sum y_h n_h}{n} \quad (1.22)$$

Donde:

y_h : Valor medio del estrato muestral "h".

n_h : Número total de elementos que corresponden a cierto estrato muestral "h".

n : Número total de elementos de la muestra.

Varianza por estrato

Mide el grado de dispersión de los elementos de cada estrato, respecto al valor medio del estrato poblacional o muestral, como indican las Ecuaciones 1.23. (Ecuación para determinar la varianza poblacional en cada estrato [23]) y 1.24 (Ecuación para determinar la varianza muestral para cada estrato [23]).

$$S_h^2 = \frac{\sum (Y_h^2 - N_h \overline{Y}_h^2)}{N_h - 1} \quad (1.23)$$

Donde:

Y_h : Valor cada elemento perteneciente a cierto estrato poblacional "h".

N_h : Número total de elementos que corresponden a cierto estrato poblacional "h".

\overline{Y}_h : Valor medio de cada estrato.

L : Número total de estratos.

$$s_h^2 = \frac{\sum (y_h^2 - n_h \overline{y}_h^2)}{n_h - 1} \quad (1.24)$$

Donde:

y_h : Valor de cada elemento perteneciente a cierto estrato muestral "h".

n_h : Número total de elementos que corresponden a cierto estrato muestral "h".

\overline{y}_h : Valor medio de cada estrato muestral.

Proporción o peso de elementos en cada estrato

Es una constante que indica el aporte o peso que tiene cada estrato sobre el total de la población o muestra, como indican las ecuaciones 1.25 (Ecuación para determinar la media aritmética poblacional para cada estrato [23]) y 1.26 (Ecuación para determinar la media aritmética poblacional para cada estrato [23]):

$$W_h = \frac{N_h}{N} \quad (1.25)$$

Donde:

N_h : Número total de elementos que corresponden a cierto estrato poblacional "h".

N : Número total de elementos de la población.

$$w_h = \frac{n_h}{n} \quad (1.26)$$

Donde:

n_h : Número total de elementos que corresponden a cierto estrato muestral "h".

n : Número total de elementos de la muestra.

1.2.3.4.4 Objetivos del muestreo estratificado

El objetivo principal del muestreo estratificado es mejorar la precisión de las estimaciones al reducir el error de muestreo. Busca minimizar la varianza de los estimadores mediante la creación de estratos lo más homogéneos entre sus elementos (estimadores de estrato precisos) y más heterogéneos entre estratos (máxima información disponible) [24]. Para alcanzar este objetivo se cumplen los siguientes objetivos específicos:

1. Alcanzar estimaciones separadas para cada estrato [24].
2. Uso racional de la organización administrativa [24].
3. Aislar defectos en algunos estratos [24].

4. Agrupación de elementos en función de las características investigadas, garantizando representatividad y reducción del error de la muestra [23].

Este tipo de muestreo es conveniente cuando existe una variable precisa para la estratificación cuyos valores permitan dividir la población en estratos homogéneos. Las variables utilizadas para la estratificación deben estar correlacionadas con las variables que son objetos de la investigación [24].

Según la manera en cómo se distribuyan los elementos dentro de los diferentes estratos muestrales (este proceso se conoce como asignación o afijación de la muestra), en general se consideran tres diferentes métodos [23]:

- a) Afijación Igual o uniforme [23].
- b) Afijación proporcional [23].
- c) Afijación óptima [23].

1.2.3.4.5 Afijación uniforme

Consiste en distribuir el mismo número de unidades muestrales a cada estrato, esto implica que $n_1 = n_2 = \dots = n_h$ [23].

El número de elementos para cada estrato se calcula en base a la Ecuación 1.27 [23].

$$n_h = \frac{n}{L} \quad (1.27)$$

Donde:

n : Tamaño de la muestra, calculado previamente.

L : Número de estratos en que se divide la población.

En cuanto al tamaño de la muestra este tipo de afijación da igual importancia a todos los estratos, por lo que es recomendable su aplicación solo en poblaciones con estratos de tamaño similar [23].

1.2.3.4.6 Afijación proporcional

Este tipo de distribución asigna a cada estrato un número de unidades muestrales, en proporción al tamaño del estrato al que pertenecen [21]. Las “ n ” unidades de la muestra se asignan proporcionalmente según los tamaños de los estratos, mediante su peso o proporción muestral, en la afijación proporcional se cumple la Ecuación 1.28 [23].

$$W_h = w_h \quad (1.28)$$

Donde:

W_h : Peso poblacional de un estrato “h”.

w_h : Peso muestral de un estrato “h”.

Mediante el procedimiento de muestreo probabilístico estratificado se pueden obtener mejores estimaciones que a través del muestreo probabilístico simple, porque es posible contener en la muestra elementos de todos los tipos y características, siendo más representativa de la población.

Tamaño de la muestra estratificada con afijación proporcional

Al estratificar la población y distribuir los elementos de esta, se puede calcular el tamaño total de la muestra estratificada, para la posterior distribución de los respectivos pesos, como indica la Ecuación 1.29:

$$n = \frac{NZ^2 \sum_i^L W_h p_h q_h}{NE^2 + Z^2 \sum_i^L W_h p_h q_h} \quad (1.29)$$

Donde:

N : Tamaño total de la población.

Z : Valor de la función distribuida normal, al evaluar el nivel de confianza dado.

W_h : Peso poblacional de un estrato “h”.

L : Número total de estratos.

p_h : Probabilidad de que la variable a estudiar esté presente en un elemento del estrato “h”.

q_h : Probabilidad de que la variable a estudiar no esté presente en un elemento del estrato “h”.

Al determinar el tamaño de la muestra, los estratos muestrales se hallan en función de los pesos como indica la Ecuación 1.30 [23]:

$$n_h = nW_h \quad (1.30)$$

Donde:

n : Tamaño de la muestra estratificada.

W_h : Peso correspondiente a cada estrato.

1.2.3.4.7 Asignación óptima

El cálculo de la muestra dependerá del costo total de la investigación (C), del costo fijo (C_0) y del costo unitario (C_h); siendo este último fijo o variable para cada uno de los estratos, además de tener en cuenta elementos como la varianza, error y grado de confiabilidad [23].

La Ecuación 1.31, permite calcular el tamaño de la muestra por estrato teniendo en cuenta los factores mencionados [23].

$$n = \frac{(C - C_0) \left(\sum_{h=1}^L \frac{N_h S_h}{\sqrt{C_h}} \right)}{\sum_{h=1}^L N_h S_h \sqrt{C_h}} \quad (1.31)$$

Donde:

C : Costo total de la investigación.

C_0 : Costo fijo.

C_h : Costo unitario por estrato.

N_h : Tamaño del estrato.

S_h : Desviación estándar del estrato.

La Ecuación 1.32 permite determinar el tamaño óptimo de la muestra estratificada con afijación óptima [23].

$$n_h = n \left(\frac{N_h S_h}{\sum_{h=1}^L N_h S_h} \right) \quad (1.32)$$

Donde:

n : Tamaño de la muestra.

N_h : Tamaño del estrato.

S_h : Desviación estándar del estrato.

Este método de fijación tiene por objetivos:

- a) Una distribución óptima del tamaño de la muestra entre los distintos estratos, de manera que el error de estimación sea mínimo para un costo total dado [23].
- b) Obtener un costo total mínimo para un error preestablecido, se aplica el grado de variabilidad en cada estrato, combinando costos unitarios (fijos y variables) así como los tamaños poblacionales de cada estrato [23].

1.2.4 ANÁLISIS ESTADÍSTICO MULTIVARIANTE

1.2.4.1 INTRODUCCIÓN

El análisis estadístico multivariante tiene aplicaciones en varios campos científicos, este tipo de análisis se desarrolló para resolver problemas de clasificación en Biología, pero se extendió para determinar variables indicadoras y factores en Ingeniería, su aplicación permitió diseñar sistemas de clasificación automática y reconocimientos de patrones [26].

Debido a las crecientes posibilidades debidas al desarrollo de procesadores y herramientas computacionales más avanzadas, se ha ampliado el campo de aplicaciones de los métodos de análisis multivariantes a problemas más complejos y generales, razón por la cual en los

últimos años los métodos de análisis multivariantes se han enfocado en dos direcciones:

- 1) La gran cantidad de datos disponibles en algunas aplicaciones han conducido a desarrollo de métodos de aproximación, que no requieren hipótesis generales sobre el conjunto de observaciones.
- 2) Distribución de datos y cuantificaciones de la incertidumbre mediante métodos de computo intensos [26].

1.2.4.2 OBJETIVOS

El análisis estadístico multivariante tiene por objetivo general el estudio estadístico de varias variables medidas en elementos de una población [26]. Para este fin, el análisis estadístico multivariante pretende cumplir los siguientes objetivos específicos:

1. Resumir el conjunto de variables de entrada, en un nuevo conjunto de pocas variables, obtenidas como transformaciones de las originales con una pérdida mínima de la información [26].
2. Hallar grupos en el conjunto de datos si existen [26].
3. Realizar una clasificación de observaciones dentro de grupos plenamente definidos [26].
4. Encontrar una correlación entre dos conjuntos de variables [26].

1.2.4.2.1 Herramientas computacionales para análisis estadístico multivariante

La aplicación del análisis estadístico multivariable es impensable de realizar para resolver problemas de actualidad sin el uso de la herramienta informática adecuada, entre los principales programas estadísticos disponibles se encuentran [26]:

- STATGRAPHICS, permite aplicar las herramientas básicas del análisis estadístico multivariable teniendo capacidades gráficas fáciles de usar [26].
- SPSS, es un programa que permite el manejo de datos y está dirigido a investigadores sociales que desean analizar grandes encuestas con variables de

diferentes datos, permite flexibilidad en la entrada de datos, su manipulación y presentación de resultados [26].

- MATLAB, posee excelentes capacidades para manipulación de datos, incorpora aplicaciones y herramientas para análisis estadístico multivariante para resolución de problemas de ingeniería; como entrenamiento de modelos para resolver problemas de clasificación o de predicción [26].

1.2.4.3 REGRESIÓN DE DATOS

Uno de los mayores fines al usar análisis estadístico multivariante es la posibilidad de predecir el valor de una variable aleatoria dependiente de los valores de otras variables independientes, establecer una función o relación de naturaleza estadística. El estudio de dichas relaciones o funciones, se conoce como regresión [27].

Considerando una relación funcional de una variable aleatoria “Y” dependiente de una variable predictora independiente “X”, que puede ser o no aleatoria [27].

Para estudiar la función $Y = g(X)$, se tiene un conjunto de datos de valores observados $\{(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_n, y_n)\}$, mediante los cuales se construye un modelo de regresión $\hat{Y} = \hat{g}(X)$, que es una forma de expresar la naturaleza estadística de una función desconocida, como se indica en la Figura 1.20. [27].

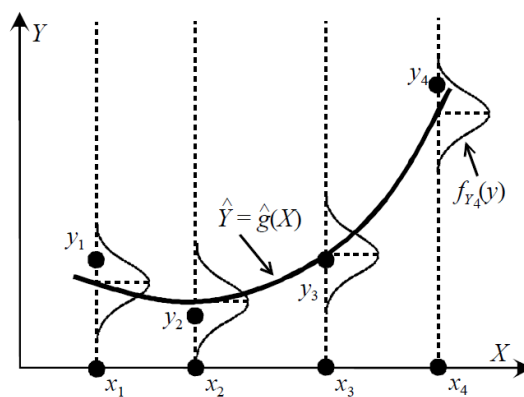


Figura 1.20. Modelo de una función estadística obtenida a partir de una regresión [27].

1.2.4.3.1 Regresión lineal

Modelo de regresión lineal simple

En el modelo de regresión lineal simple, existe una sola variable independiente predictora “X”, una única variable dependiente aleatoria “Y” y se asume el modelo de la relación funcional es lineal, como expresa la Ecuación 1.33 [27].

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 x_i + \xi_i \quad (1.33)$$

Donde:

Y_i : Variable aleatoria dependiente, representación de los valores y_i .

x_i : Variable independiente, predictora de los valores de y_i .

β_0 : Término independiente.

β_1 : Pendiente de la recta.

ξ_i : Error de la regresión.

En este tipo de modelo los parámetros β_0 y β_1 se estiman a partir del conjunto de datos, el error se calcula en función de la diferencia de los valores observados y estimados [27].

Estimación de la función de regresión lineal

Un método muy usado para estimar los parámetros de la función de regresión lineal es la aproximación del error mínimo cuadrado, este método minimiza la suma total de los cuadrados de los errores entre los valores observados y_i y los valores estimados $\beta_0 + \beta_1 x_i$, como indica la Ecuación 1.34 [27].

$$E = \sum_{i=1}^n \xi_i^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - b_0 - b_1 x_i)^2 \quad (1.34)$$

Donde:

b_0 : Valor estimado de β_0 .

b_1 : Valor estimado de β_1 .

ξ_i : Error de la regresión.

y_i : Datos de la variable dependiente.

x_i : Datos de la variable independiente.

Para aplicar el método del error mínimo cuadrado, es necesario derivar la Ecuación del error e igualarla a cero, y resolver el sistema de ecuaciones normales, determinando así los parámetros β_0 y β_1 [27], como indican las Ecuaciones 1.35 y 1.36:

$$b_1 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (1.35)$$

Donde:

x_i : Valor de cada uno de los datos de la variable independiente predictora.

\bar{x} : Media de los datos de la variable independiente predictora.

y_i : Valor de cada uno de los datos de la variable dependiente aleatoria.

\bar{y} : Media de los datos de la variable dependiente aleatoria.

$$b_0 = \bar{y} - b_1 \bar{x} \quad (1.36)$$

\bar{x} : Media de los datos de la variable independiente predictora.

\bar{y} : Media de los datos de la variable dependiente aleatoria.

b_1 : Valor estimado de β_1 .

Entre las principales propiedades de este tipo de regresión destacan las siguientes [27]:

1. Los parámetros b_0 y b_1 son valores estimados de los parámetros verdaderos β_0 y β_1 siendo funciones del error mínimo cuadrado ($E[b_0] = \beta_0$ $E[b_1] = \beta_1$) [27].
2. El modelo de regresión obtenido permite realizar predicciones, donde los puntos de esta son valores estimados de los valores reales observados [27].
3. El modelo de regresión lineal obtenido siempre cruza por el punto (\bar{x}, \bar{y}) .

Al aplicar el método del error mínimo cuadrado es posible obtener un modelo como el de la Figura 1.21. [27].

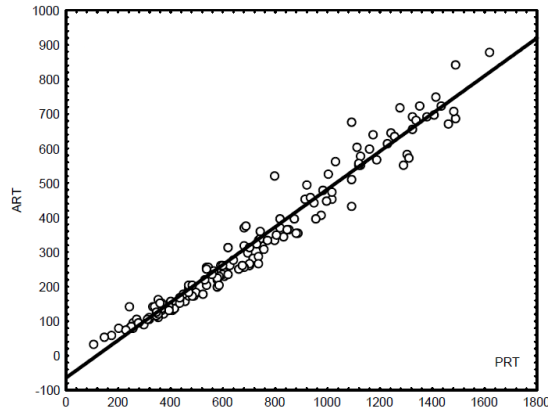


Figura 1.21. Modelo de una regresión lineal simple [27].

1.2.4.3.2 Regresión múltiple

Modelo general de regresión lineal

Asumiendo la existencia de $p - 1$ variables predictoras independientes, y 1 variable independiente aleatoria el modelo general de una regresión lineal es el indicado en la Ecuación 1.37 [27].

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{i1} + \beta_2 x_{i2} + \dots + \beta_{p-1} x_{i,p-1} + \xi_i = \sum_{k=0}^{p-1} \beta_k x_{ik} + \xi_i \quad (1.37)$$

El modelo planteado, considera 1 variable dependiente “Y”, y $p - 1$ variables independientes “X”, la Figura 1.22. muestra un ejemplo de modelo de regresión múltiple, en el cual la variable dependiente “FW”, es función de las variables dependientes “CP” y “AP”, en el ejemplo mostrado el modelo obtenido por la regresión múltiple corresponde a un plano [26]:

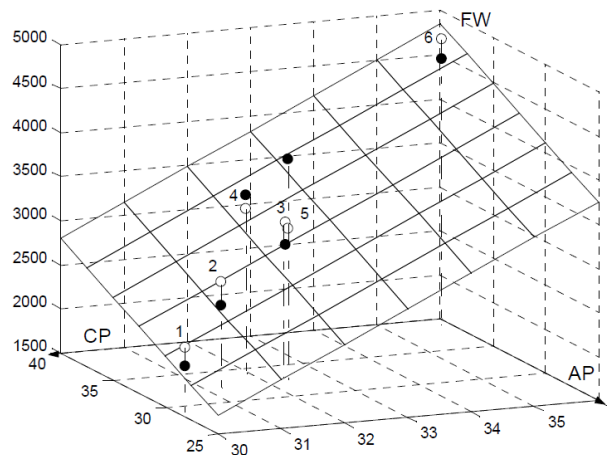


Figura 1.22. Modelo de una regresión lineal múltiple [27].

El modelo mostrado en la Ecuación 1.35 se puede generalizar para múltiples variables dependientes aleatorias “ n ” correspondientes al conjunto de datos de la salida “ Y ” y múltiples variables independientes predictoras “ $p - 1$ ” correspondientes al conjunto de datos de entrada “ X ”, como indica la Ecuación 1.38, expresada en términos matriciales [27].

$$Y = X \cdot \beta + \varepsilon \quad (1.38)$$

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix}_{n \times 1} = \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & \dots & x_{1p-1} \\ 1 & x_{21} & \dots & x_{2p-1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & x_{n1} & \dots & x_{np-1} \end{bmatrix}_{n \times p} * \begin{bmatrix} \beta_0 \\ \beta_1 \\ \vdots \\ \beta_{p-1} \end{bmatrix}_{p \times 1} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_n \end{bmatrix}_{n \times 1} \quad (1.38)$$

Donde:

Y : Es una matriz de variables a predecir de orden $n \times 1$.

X : Es una matriz de las variables predictoras de orden $n \times p$, donde la primera columna se llena con el valor de 1.

β : Es una matriz de coeficientes de orden $p \times 1$.

ε : Es una matriz de errores de orden $n \times 1$.

Regresión polinomial y otros modelos de regresión múltiple

En varios modelos reales pueden aparecer términos cuadráticos, cúbico o de orden mayor, o que son productos de variables independientes, estos modelos se pueden ver como una

generalización de un modelo lineal multivariable. Por ejemplo, el modelo de la Ecuación 1.39 [27].

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{i1} + \beta_2 x_{i2}^2 + \beta_3 x_{i1} x_{i2} + \xi_i \quad (1.39)$$

Este tipo de modelos, y muchos otros tipos de modelos complejos pueden ser transformados a un modelo general lineal multivariable, esto es posible debido a que al estudiar modelos polinomiales las variables predictoras suelen estar relacionadas, así al linealizar el modelo de la Ecuación 1.39, se obtiene un modelo lineal multivariable (Ecuación 1.40) el cual puede ser analizado de una manera más sencilla [27].

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 u_{i1} + \beta_2 u_{i2} + \beta_3 u_{i3} + \xi_i \quad (1.40)$$

Pueden existir modelos que no sean función de los coeficientes β_k , es decir modelos no lineales como el de la Ecuación 1.41 [27], este tipo de modelos deben ser tratados con otros tipos de regresiones particulares, como por ejemplo la regresión exponencial [24].

$$Y_i = \beta_0 + e^{\beta_1 x_1} + \xi_i \quad (1.41)$$

Al linealizar modelos polinomiales de orden n, o tratar con modelos no lineales como el de la Ecuación 1.40, los errores que se presenten no serán normales ni diferenciables, y los valores obtenidos en la regresión podrían no coincidir con los valores de las observaciones como se muestra en la Figura 1.23. [27].

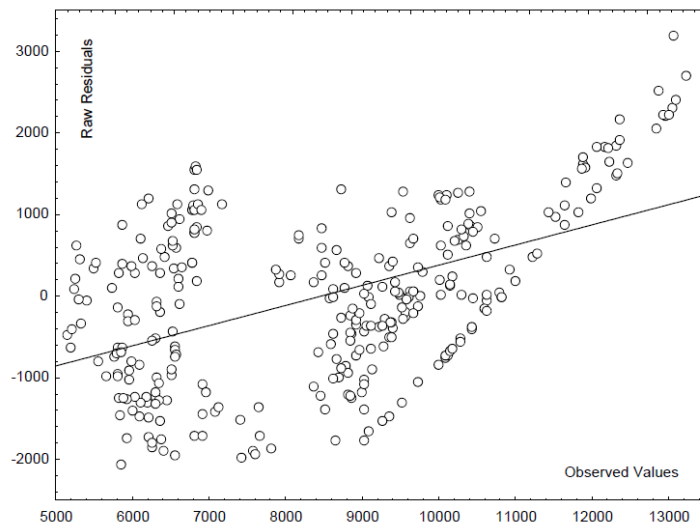


Figura 1.23. Modelo de una regresión polinomial linealizada [27].

1.2.5 REDES NEURONALES

1.2.5.1 INTRODUCCIÓN

Una red neuronal busca simular el comportamiento de las neuronas del cerebro humano, para resolver problemas prácticos como problemas de clasificación o modelación de funciones cuando se tienen disponibles solo datos de entrada y salida. Las redes neuronales artificiales están formadas por conjuntos de neuronas que se agrupan en capas, de forma que las neuronas de una misma capa comparten ciertas características. Así las redes neuronales son capaces de aprender a partir de ejemplos o de un conjunto de entrenamiento de datos dado, generalizando modelos sin tener la necesidad de un conocimiento formal, por este motivo se comportan como cajas negras, como indica la Figura 1.24. [28].

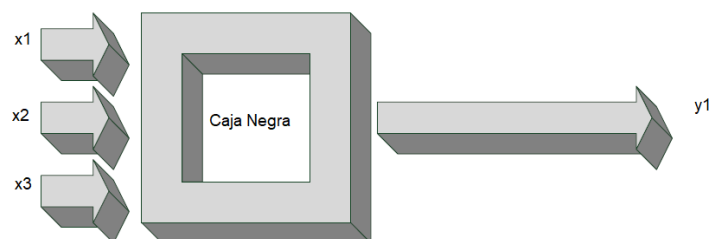


Figura 1.24. Modelo de una red neuronal como caja negra [28].

1.2.5.2 MODELOS NEURONALES Y ARQUITECTURAS DE RED

1.2.5.2.1 Modelos neuronales

Modelo de neurona de una sola entrada

Este modelo es mostrado en la Figura 1.25., este modelo es una representación de una neurona del cerebro humano, donde el peso “ w ” corresponde a la fuerza del enlace entre neuronas, el cuerpo de la neurona es representada por el sumatorio y la función de activación “ f ”, y la salida de la neurona “ a ” representa el axón de la neurona (continuación de la neurona que se comunica con otras neuronas) [29].

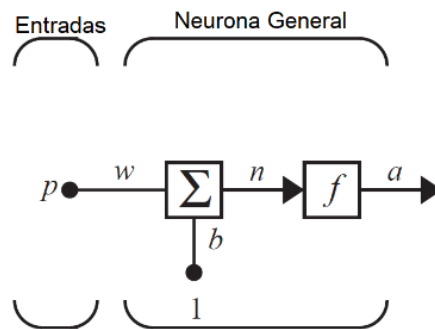


Figura 1.25. Modelo de una neurona con una entrada [29].

La Ecuación 1.42, es la representación matemática del modelo de una neurona de una sola entrada, donde el valor de la salida depende de una función de activación [29].

$$a = f(wp + b) \quad (1.42)$$

Donde:

w, b : Parámetros escalares ajustables de la neurona.

p : Entrada de la neurona.

$f()$: Función de activación

Funciones de activación

Los modelos de redes neuronales artificiales combinan sus entradas usando pesos que modelan sus conexiones, que al sumarse se aplican a una función de activación, la cual

determina la salida de la neurona. Las funciones de activación se pueden clasificar en funciones de activación discretas (La salida de la neurona es discreta y puede tomar un conjunto finito de valores) y funciones de activación continuas (La neurona puede tomar cualquier valor dentro de un intervalo) [28]. Entre las principales funciones de activación destacan:

- **Función lineal.**

La función de activación más simple que se usa para una neurona artificial es la mostrada en la Ecuación 1.43, la principal característica de una neurona lineal es que al conectar varias capas de neuronas lineales en serie el resultado será una única capa de neuronas lineales. Las capas de neuronas lineales actúan como clasificadores lineales, o como componentes de una red neuronal más grande que incorporarán componentes no lineales, otro uso es el de capas consecutivas de unidades lineales que permiten factorizar una matriz de pesos, reduciendo el número de parámetros a utilizar [28].

$$y = z \quad (1.43)$$

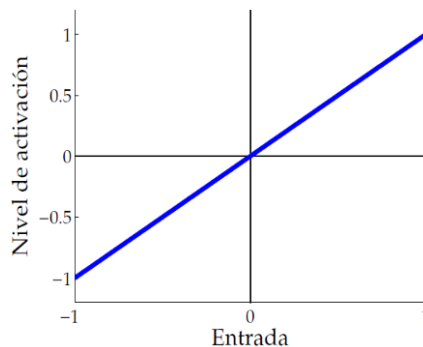


Figura 1.26. Modelo de la función de activación lineal [28].

- **Función escalón.**

El primer tipo de función no lineal que se utilizó para modelar redes neuronales artificiales fue la función escalón (Ecuación 1.44), en redes neuronales artificiales es la función más utilizada en unidades TLU (Threshold Logic Units), Figura 1.27. [28].

$$y = \begin{cases} 1, & z \geq 0 \\ 0, & z < 0 \end{cases} \quad (1.44)$$

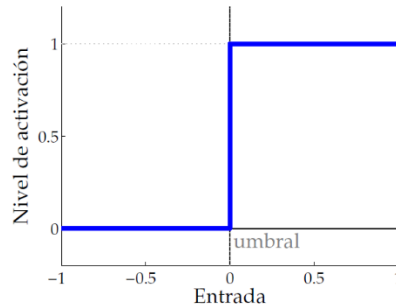


Figura 1.27. Modelo de la función de activación escalón [28].

- **Función sigmoial.**

Esta función de activación (Ecuación 1.45-Figura 1.28.) presenta las características de ser no lineal, estrictamente creciente, continua y derivable; razón por la cual es especialmente útil en redes neuronales que se entrenan usando “backpropagation” (Algoritmo de propagación errores que, dados los errores observados en la capa de salida, propaga esos errores hacia atrás en la red para ir ajustando sus parámetros internos)

$$y = \frac{1}{1+e^{-z}} \quad (1.45)$$

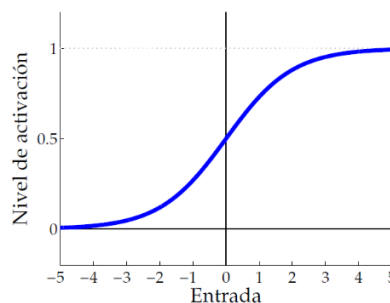


Figura 1.28. Modelo de la función de activación sigmoial [28].

Modelo de neurona con múltiples entradas

En general una neurona suele tener varias entradas, en la Figura 1.29., se muestra una neurona con “R” entradas, cada entrada individual p_1, p_2, \dots, p_R realiza un aporte a la red que son expresados mediante pesos $w_{1,1}, w_{1,2}, \dots, w_{1,R}$, la neurona tiene un parámetro de ajuste b que se determina al entrenar la red. Los elementos mencionados entran a un sumador (Ecuación 1.46) para ser evaluados mediante una función de activación y obtener la salida “a” [29].

$$n = w_{1,1}p_1 + w_{1,2}p_2 + \dots + w_{1,R}p_R + b \quad (1.46)$$

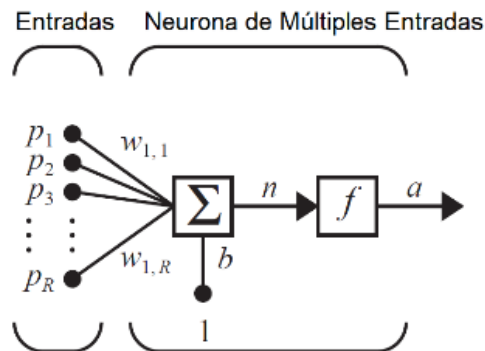


Figura 1.29. Modelo de la neurona de múltiples entradas [29].

La Ecuación 1.47 es la ecuación de la salida “a” para un modelo de neurona con múltiples entradas [29].

$$a = f([w][p] + b) \quad (1.47)$$

Donde:

$[w]$: Vector de tamaño $1 \times R$ correspondiente a los pesos que aportan cada entrada a la neurona.

$[p]$: Vector columna de tamaño $R \times 1$ correspondiente a las entradas de la neurona.

b : Parámetro ajustable de la neurona.

f : Función de activación.

Para la resolución de problemas reales o prácticos una red de una neurona no puede ser suficiente, aunque tenga varias entradas. Para la resolución de estos problemas puede ser necesario que la capa escondida tenga “S” neuronas, el número de neuronas a usar dependerá del problema a resolver [29].

1.2.5.2.2 Arquitecturas de las redes neuronales artificiales

Al combinar varias neuronas se pueden resolver problemas de mayor complejidad o interés. La arquitectura de una red neuronal depende del tipo de capas que maneje,

existiendo dos categorías de capas de red: capas visibles y ocultas. Las capas visibles son aquellas que se observan desde el exterior de la red, en general corresponden a la primera y última capa de la red (entradas y salidas de la red neuronal correspondientemente), las capas intermedias se conocen como capas ocultas por no ser directamente observables desde el exterior [28].

Redes feed-forward

En este tipo de redes, las distintas capas se conectan entre sí de tal forma que la salida de la capa “ i ” se utiliza como entrada en la capa “ $i + 1$ ”, esta arquitectura carece de realimentación [28]. Según el número de capas ocultas que se utilicen hay varios tipos de redes feed-forward como:

- **Redes simples, sin capas ocultas**

En este tipo de red las neuronas de la capa de entrada, que reciben las señales de entrada, redistribuyen las entradas a las capas de salida directamente, como indica la Figura 1.30., que, aunque se puedan ver dos capas (entrada y salida) se consideran unicapa, ya que la capa de salida realiza todo el trabajo. Son el caso más simple de red neuronal y fueron el primer tipo de arquitectura de redes neuronales para las que se diseñó un algoritmo de aprendizaje [28].

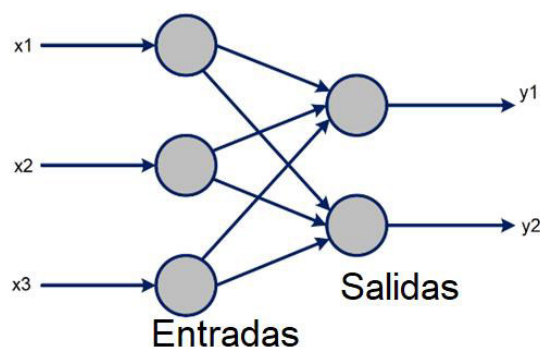


Figura 1.30. Modelo de red neuronal simple [28].

- **Redes multicapa, con una capa oculta**

Es un tipo de arquitectura donde a las capas visibles (entradas y salidas) se les añade una capa intermedia, que, aunque no sea visible desde el exterior proporciona al modelo de red

neuronal la capacidad de aproximador o de aprendizaje, como se muestra en la Figura 1.31., el uso de esta capa oculta requiere el uso de algoritmos más complejos como el de backprogramation para ajustar sus parámetros internos [28].

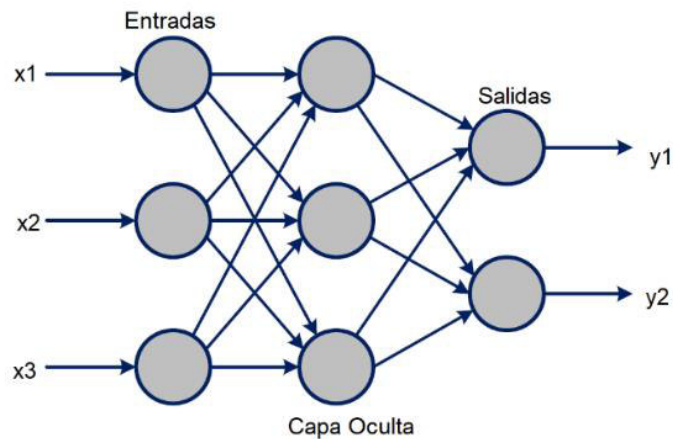


Figura 1.31. Modelo de red neuronal multicapa [28].

- Redes profundas, con varias capas ocultas

El uso de modelos de redes neuronales más complejos, que usen múltiples capas ocultas y múltiples neuronas como indica la Figura 1.32., permiten aprovechar el potencial del aprendizaje automático (Deep Learning) para diseñar soluciones para problemas más complicados [28].

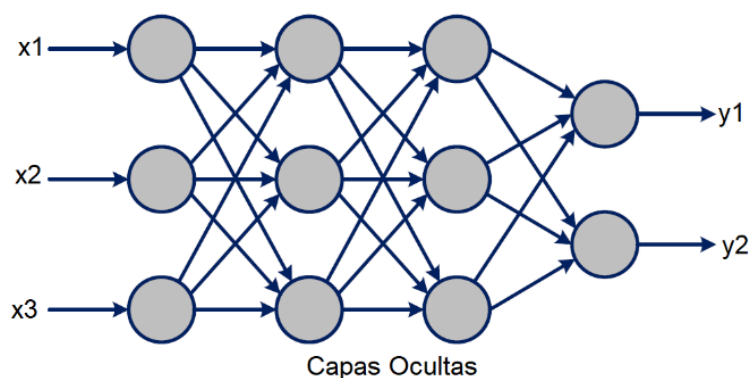


Figura 1.32. Modelo de red neuronal profunda [28].

Redes competitivas

Este tipo de arquitectura de red incluye conexiones inhibitoras entre neuronas de una misma capa, Figura 1.33., este tipo de conexiones hacen que, cuando una neurona se

active ejerza una influencia inhibitoria sobre las demás, llegando al extremo de que una sola neurona de la capa se active. Este tipo de red permite modelar situaciones donde una o ciertas neuronas de la capa escondida se activen, como por ejemplo modelos de memorias asociativas [28].

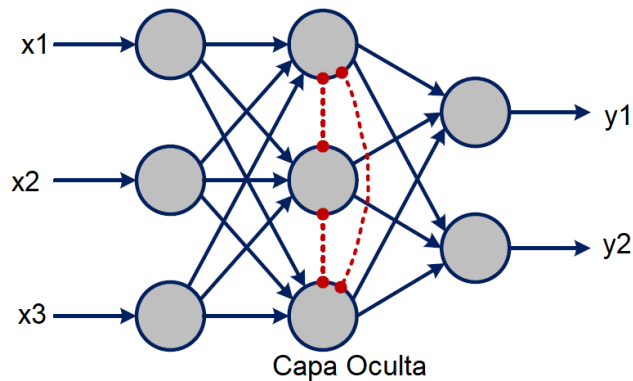


Figura 1.33. Modelo de red neuronal competitiva [28].

Redes recurrentes

En este tipo de redes neuronales, existen conexiones donde la salida de una capa oculta es la entrada de la misma capa, estas conexiones permiten obtener un modelo de red neuronal con memoria como el de la Figura 1.34., este tipo de redes se caracterizan por un comportamiento dinámico, permitiendo que una señal ambigua se interprete de diferentes maneras, deben tener un diseño cuidadoso ya que al tener memoria tienen el riesgo de saturarse [28]

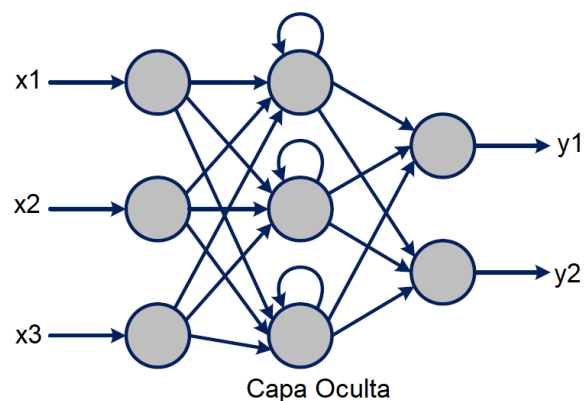


Figura 1.34. Modelo de red neuronal recurrente [28].

2 METODOLOGÍA

2.1 INTRODUCCIÓN

La prueba de factor de potencia (FP/FD) es una herramienta de diagnóstico y búsqueda que evalúa la condición del sistema de aislamiento de un transformador eléctrico. El principal propósito de esta es identificar si el equipo a probar se encuentra en buen estado previa su instalación, si es necesario realizar mantenimiento correctivo o reparaciones, y llevar seguimiento de la degradación del equipo a lo largo de su vida útil. Las variables que permiten determinar el factor de potencia son las pérdidas dieléctricas, capacitancias y relaciones de corriente real y capacitiva del sistema de aislamiento del equipo (la corriente capacitiva es directamente proporcional a la constante dieléctrica, área y voltaje e inversamente proporcional al grosor del aislamiento que está sometido a la prueba) estas pruebas dan información en función de las relaciones de las variables mencionadas [20].

El presente capítulo busca explicar la metodología a seguir para: de una población grande de transformadores eléctricos, obtener una muestra manejable y adecuada que refleje las características de la población a estudiar; determinar las variables dieléctricas de un conjunto de transformadores eléctricos trifásicos de distribución mediante pruebas en alto voltaje tanto en DC como en AC; estudiar la relación de variables dieléctricas obtenidas mediante pruebas de factor de potencia (salidas) y características eléctricas y de operación (entradas) de los equipos probados; y finalmente mediante los resultados obtenidos proponer métodos que mediante el uso de los resultados obtenido en pruebas al sistema de aislamiento de un transformador permitan establecer el estado del mismo.

La investigación presentada es de carácter experimental y teórica, mediante resultados de pruebas prácticas, con la ayuda de herramientas computacionales (Matlab) se busca establecer relaciones entre las variables obtenidas y métodos adecuados para la estimación del estado del aislamiento según los resultados obtenidos en pruebas. Una vez

cumplida la Fase de revisión bibliográfica utilizada para la redacción de la Sección 1.3 (correspondiente al marco teórico) del Capítulo 1 del presente trabajo, la metodología planteada se resume en las siguientes fases, como se indica en la Figura 2.1.

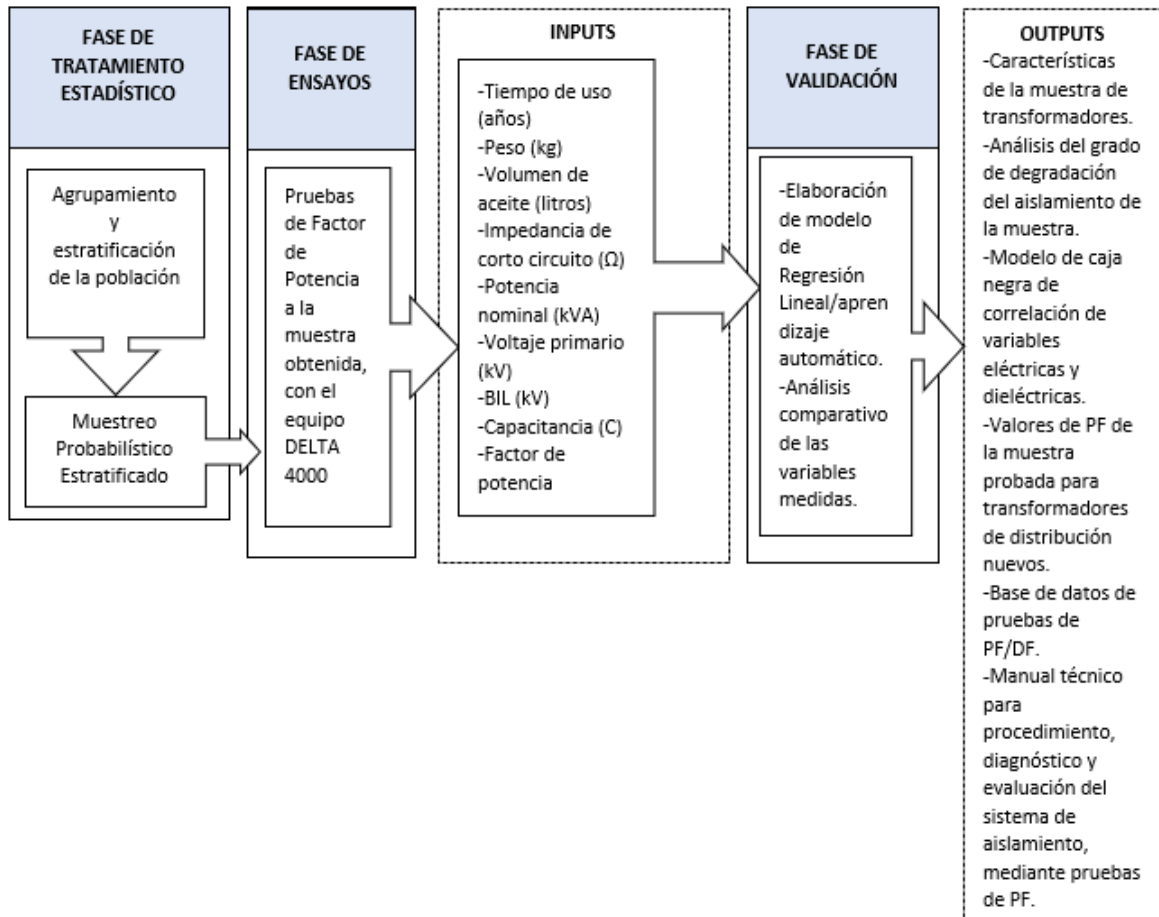


Figura 2.1. Etapas de la metodología del trabajo de titulación. (Elaboración propia)

2.2 DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA ESTRATIFICADA

2.2.1 DELIMITACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA POBLACIÓN

Al ser objeto de estudio la relación entre variables dieléctricas (factor de potencia y capacitancia del sistema aislamiento) y las características eléctricas nominales y de operación (potencia nominal, voltaje primario nominal, volumen del aceite, tiempo y estado de uso) de transformadores eléctricos de distribución, se define como unidades de análisis a los transformadores eléctricos trifásicos de distribución que ingresan a la sección de

laboratorio de la Empresa Eléctrica Quito S.A. durante el periodo de pruebas establecido para el presente trabajo de titulación, que se determinó fuese de 3 meses.

Una vez definida la unidad de análisis, se procede a delimitar la población a ser estudiada, sobre la cual se busca generalizar resultados y conclusiones. Para el presente trabajo, se define como población al conjunto de todos los transformadores eléctricos trifásicos de distribución, que ingresaron a la sección del laboratorio de transformadores de la empresa eléctrica durante el periodo de pruebas y que cumplen con las siguientes características normalizadas.

Tabla 2.1. Valores de potencia aparente nominal normalizados para transformadores de distribución trifásicos [9].

kVA	kVA	kVA
15	150	650
30	160	750
45	200	800
50	225	1000
60	250	1250
75	300	1500
100	350	1600
112,5	400	2000
125	500	

Tabla 2.2. Niveles de voltaje de transformadores trifásicos de distribución [30].

VOLTAJE NOMINAL		Nº DE FASES
M.V. (kV)	B.V. (V)	
6	220/127	3
13,2	220/127	3
22,8	220/127	3

Con la unidad de análisis y las características de la población determinadas, se procede a seleccionar la muestra y el tamaño de esta, para este fin se debe tener en cuenta que la misma presente características representativas de la población y todos los elementos de esta tengan igual probabilidad de ser seleccionados. Este tipo de selección de muestra se

conoce como muestreo probabilístico [22], misma que permite llevar a cabo los objetivos del presente trabajo.

2.2.2 ESTRATIFICACIÓN DE LA POBLACIÓN MEDIANTE EL ALGORITMO “K-MEANS”

Uno de los objetivos del presente trabajo de titulación es clasificar a la población de estudio en base a sus condiciones de operación y características, esto con el interés de determinar qué elementos de ésta serán seleccionados para el posterior análisis de datos, que permitirá comparar resultados y determinar relaciones entre las distintas variables de estudio.

Teniendo en cuenta este objetivo, no es suficiente que cada uno de los elementos muestrales tengan la misma probabilidad de ser elegidos, sino que se debe estatificar la muestra en relación con los estratos o categorías que se presentan en la población, que adicionalmente son relevantes para los objetivos del estudio, para esto se diseña una muestra probabilística estratificada, que consiste en dividir a la población en estratos, y seleccionar muestras para cada estrato. La estratificación incrementa la precisión de la muestra e implica el uso de distintos tamaños de muestra para cada estrato, esto permite reducir la varianza de cada unidad de la media muestral y los errores de muestreo [22].

Se tiene que la población objeto de estudio, está formada por 66 unidades elementales, las mismas que se dividen en 7 estratos con la ayuda del algoritmo “k-means”, el número de estratos escogido fue 7, por las siguientes razones: a) De acuerdo al problema planteado un número alto de estratos permite una mejor distribución de los elementos de la población y por tanto de su muestra, y b) Un número alto de estratos permite obtener estratos heterogéneos entre ellos, pero homogéneos en sus elementos.

El algoritmo de clasificación “k-means” es un método de partición, que divide un conjunto de datos en “k” estratos que son mutuamente excluyentes, al aplicar este algoritmo en MATLAB, este devuelve el número del estrato al cual fue asignado cada punto del conjunto

de datos, las ventajas de este método respecto a otros algoritmos de clasificación son: que éste trabaja directamente sobre datos reales y crea niveles específicos de estratos, cada estrato es definido por los objetos miembros del mismo y por un centroide, este centroide es un punto cuya, cuyas distancias hacia el resto de puntos del estrato han sido minimizadas óptimamente mediante un algoritmo [31].

A continuación, la Figura 2.2. explica de manera gráfica mediante un diagrama de flujo el algoritmo “k-means” aplicado al problema planteado:

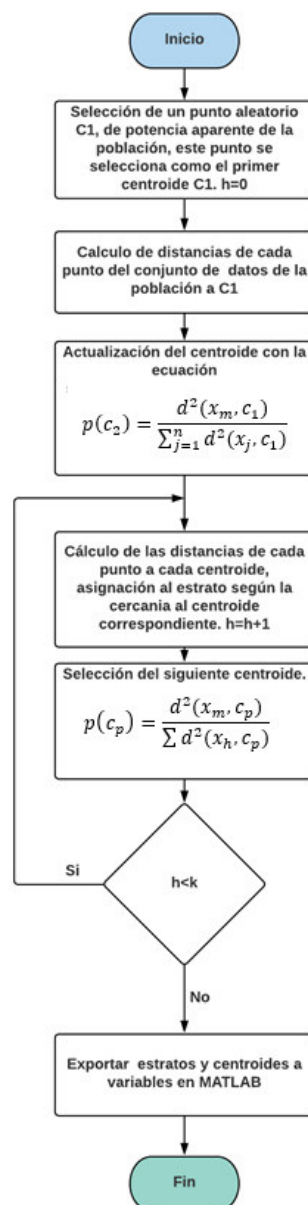


Figura 2.2. Diagrama de flujo del algoritmo “k-means”. (Elaboración propia)

2.2.3 DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE LA MUESTRA ESTRATIFICADA

Las muestras probabilísticas estratificadas tienen varias ventajas, siendo la principal la estimación del tamaño del error y la confianza de las predicciones, esto debido a que permiten hacer estimaciones de variables de la población, los elementos muestrales tendrán valores muy parecidos a los de la población, de forma que las mediciones en el subconjunto de la población darán estimados precisos, dependiendo del error del muestreo. Para calcular una muestra probabilística estratificada “ n ” es necesario conocer al menos los siguientes términos:

- El tamaño total de la población, denominada como N . Para el periodo de julio-septiembre del año 2015, se tiene que para pruebas de rutina (pruebas en sitio, en laboratorio y de revisión y devolución) al Laboratorio de Transformadores de la E.E.Q.S.A. ingresaron un total de 66 transformadores de distribución trifásicos en buen estado [30].
- La población clasificada en estratos, al conocer los valores de potencias aparentes de los equipos ingresados al Laboratorio de Transformadores de la E.E.Q.S.A. se utilizará el algoritmo de clasificación “k-means”, lo cual permite saber el peso W_h que cada estrato aporta al tamaño total de la muestra.

La Ecuación 2.1 permite determinar el peso que aporta un estrato poblacional al tamaño total de la población [23].

$$W_h = \frac{N_h}{N} \quad (2.1)$$

Donde:

N_h : Tamaño del estrato poblacional.

N : Número total de elementos finitos de una población.

- La varianza por estrato, denominada como s_h^2 , corresponde al grado de variabilidad que presentan las unidades de la población, este valor debe ser conocido a través

de estudios o encuestas preliminares, de lo contrario se puede establecer como $s_h^2 = p_h \cdot q_h$, tomando $p_h = q_h = 0,5$, con lo cual se obtiene el máximo valor posible para n [23].

- Error de muestreo, corresponde al margen fijado de acuerdo con el conocimiento acerca del parámetro a estimar, para el presente trabajo se estima un error de muestreo del 10%.
- Nivel de confianza, establece el grado de probabilidad dentro del cual estará presente el parámetro a estimar, mediante el nivel de confianza y la función de distribución normal se calcula la variable normal estandarizada Z . Se establece un nivel de confianza del 90%.

Tabla 2.3. Valores de Z correspondientes a varios niveles de confianza [32].

Nivel de confianza	Z
99,73%	3
99%	2,58
98%	2,33
96%	2,05
95,45%	2
95%	1,96
90%	1,645
80%	1,28
68,27%	1
50%	0,675

La Ecuación 2.2 determina el tamaño estratificado de la muestra [23].

$$n = \frac{N \cdot Z^2 \cdot \sum_{i=1}^L W_h p_h q_h}{N \cdot E^2 + Z^2 \cdot \sum_{i=1}^L W_h p_h q_h} \quad (2.2)$$

Donde:

n : Número de elementos a determinar de la muestra.

N : Número total de elementos finitos de una población.

Z : Variable normal estandarizada, calculada en función del el nivel de confianza y la función de distribución normal.

W_h : Peso que aporta cada estrato a la muestra.

p_h : Probabilidad de que el estrato presente un valor esperado de la variable a medir.

q_h : Complemento de p_h o probabilidad de que el estrato no presente un valor esperado de la variable a medir.

E : Error de muestreo.

2.2.4 AFIJACIÓN DE LA MUESTRA

Para realizar un muestreo estratificado la muestra de tamaño “ n ”, se obtiene seleccionando “ n_h ” elementos de cada uno de los estratos en los que se subdivide la población de forma independiente, la selección de muestras en cada estrato es aleatoria simple y de forma independiente sin reposición. Este proceso se expresa de modo esquemático en la Figura 2.3.:

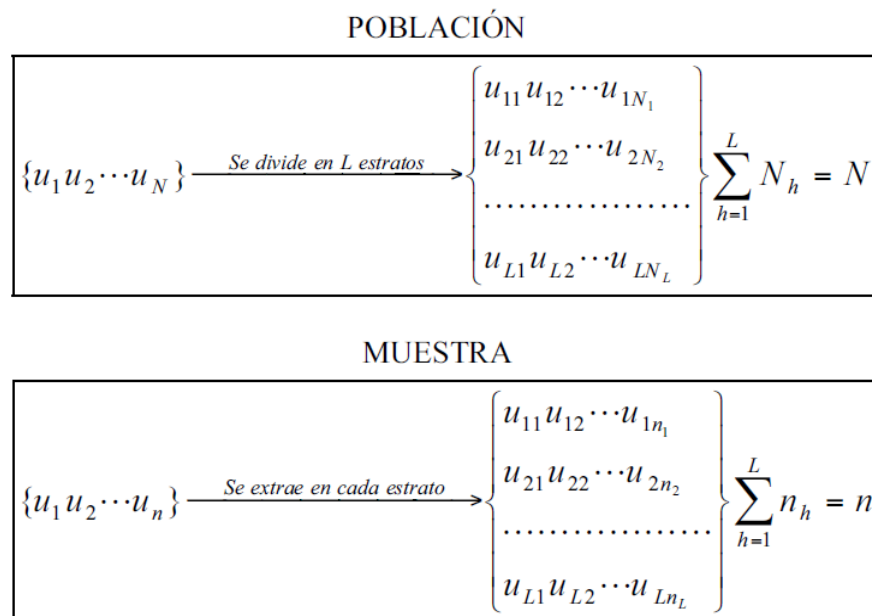


Figura 2.3. Formación de estratos en la población y formación de la muestra estratificada [24].

Se llama afijación de la muestra al reparto o distribución del tamaño muestral “ n ” entre los diferentes estratos, de tal forma que se verifique $n_1 + \dots + n_h = n$ [24].

Para realizar este tipo de afijación se debe asignar a cada estrato un número de unidades muestrales proporcional a su tamaño. Las “ n ” unidades de la muestra se distribuyen a los estratos y subestratos correspondientes según el peso que dichos estratos tengan, para la afijación proporcional se cumple la Ecuación 2.3 (Ecuación de igualdad de pesos de estratos poblacionales y pesos de estratos muestrales para afijación proporcional [24]):

$$W_h = w_h = \frac{N_h}{N} = \frac{n_h}{n} \quad (2.3)$$

Donde:

N_h : Tamaño poblacional del estrato “ h ”.

N : Tamaño total de la población.

n_h : Tamaño muestral del estrato “ h ”.

n : Número total de la muestra

A partir de la Ecuación 2.3 se obtiene la ecuación 2.4 que permite determinar el tamaño muestral de cada estrato [24].

$$n_h = nW_h \quad (2.4)$$

Donde:

n : Número total de la muestra

W_h : Peso del estrato poblacional “ h ”.

Al conocer los pesos de los estratos poblacionales, y el tamaño de la muestra estratificada se determina el tamaño muestral de cada estrato.

2.3 PRUEBAS EN EL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN

2.3.1 PRUEBAS EN AV-DC

Las pruebas en DC se usan para aceptación o mantenimiento de equipo eléctrico, la información obtenida por este tipo de pruebas indica si es necesario cualquier tipo de mantenimiento correctivo o reemplazo del equipo de ser necesario, o para equipos recientemente instalados si estos pueden ser energizados de una forma segura, así llevar seguimiento de la deterioración gradual del equipo durante su vida útil [20].

Las pruebas en DC en transformadores involucran pruebas del aislamiento sólido y líquido usado en transformadores. Si bien las pruebas en DC no son concluyentes por si solas respecto al estado del aislamiento, proveen información respecto a las condiciones en las que se encuentran los devanados como presencia de humedad o carbonización. Este tipo de pruebas son consideradas no destructivas, podrían causar fallas en el aislamiento del devanado; de darse ese escenario, dichas fallas serían resultado de fallas en el aislamiento [20].

2.3.1.1 PRUEBA DE RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO

2.3.1.1.1 Introducción

Se realiza a cierto nivel de voltaje para determinar si hay caminos de baja resistencia, a tierra o entre devanados, que son resultados de la deterioración de los devanados. Los resultados de estas pruebas dependen variables como son: temperatura, humedad, voltaje de prueba y tamaño del transformador.

La norma IEEE 62 en su sección 6.1.5.1 dice que un valor tipo de voltaje para realizar esta prueba es de 5000 V, el instrumento usado es el mega óhmetro, que indica la resistencia del aislamiento en mega ohmios [20].

2.3.1.1.2 *Objetivos de la prueba de resistencia del aislamiento*

Esta prueba debe realizarse antes y después de una reparación o cuando se realiza mantenimiento en un transformador, para determinar la cantidad de humedad e impurezas que contienen los aislamientos del transformador. Existen varios criterios para aceptar o rechazar una prueba de resistencia de aislamiento, por ejemplo: La norma para especificaciones de aceptación de pruebas ANSI-NETA-ATS-2009 [40] establece que el valor de la resistencia del aislamiento dependerá del nivel básico de aislamiento del equipo (BIL en kV) y la capacidad de transmisión del devanado (kVA), por tanto, dichos valores dependerán de la experiencia, y posibilidad de extracción de humedad del fabricante, de no haber valores referenciales se puede tomar en cuenta los valores de la Tabla 2.4..:

Tabla 2.4. Valores representativos de resistencia del aislamiento DC para transformadores según norma ANSI-NETA-ATS-2009 [40].

Voltaje del Devanado Primario (V)	Voltaje DC de prueba mínimo (V)	Resistencia de aislamiento recomendada mínima (MΩ)	
		Sumergidos en aceite	Secos
0-100	1000	100	500
601-5000	2500	1000	5000
>5000	5000	5000	25000

2.3.1.1.3 *Métodos de prueba para medición de resistencia del aislamiento*

Lectura de corto período de tiempo

Esta prueba mide la resistencia del aislamiento durante un corto periodo de duración de tiempo, para las pruebas efectuadas se usa un periodo de 60 segundos. Esta lectura permite un control general de la condición del aislamiento [42].

Relación de absorción dieléctrica (DAR)

Un buen sistema de aislamiento muestra un incremento continuo en el valor de la resistencia del aislamiento a medida que se extienda el periodo de tiempo en que el voltaje es aplicado, por otro lado, un sistema de aislamiento que se encuentre contaminado por humedad, polvo, entre otros problemas, mostrará un bajo crecimiento del valor de la

resistencia. De acuerdo con este principio este método brinda resultados concluyentes respecto a la condición del aislamiento. La relación entre una lectura a 60 segundos y a 30 segundos se conoce como DAR (Dielectric Absorption Ratio), como indica la Ecuación 2.5 [42].

$$DAR = \frac{R_{DC60s}}{R_{DC30s}} \quad (2.5)$$

Donde:

R_{DC60s} : Lectura de resistencia DC a 60s.

R_{DC30s} : Lectura de resistencia DC a 30s.

Una relación de DAR menor a 1.25 es causa de investigación del equipo a prueba. La lectura del DAR se lleva a cabo por el mega óhmetro [42].

2.3.1.1.4 Medidas de seguridad al realizar pruebas de AV en DC

Si bien es cierto que pruebas de DC pueden ser llevadas a cabo en cualquier momento que un equipo eléctrico salga de servicio, es recomendable que las pruebas se planifiquen en conjunción con la inspección periódica del equipo. El equipo por probar debe ser desconectado con suficiente tiempo de anterioridad para que se enfríe y reducir el impacto de la temperatura en las mediciones. Como medida de precaución, antes y después de que cualquier prueba sea aplicada, se debe descargar a tierra el equipo a probar [20].

2.3.1.1.5 Metodología de pruebas de resistencia del aislamiento

Equipo para medición de resistencia en el aislamiento

Para la realización de la medición de la resistencia DC del aislamiento se usó el megaóhmetro “MIT1025” de la marca Megger (Figura 2.4.). Entre sus principales características destacan [33]:

- Mediciones hasta 20 TΩ.

- Determinación automática de la relación de absorción dieléctrica (DAR).
- Inyección de AV-DC de hasta 15 kV.



Figura 2.4. Megaóhmetro usado para la medición de resistencia DC del aislamiento en transformadores trifásicos de distribución [33].

Conexiones

Antes de realizar cualquier conexión es necesario cortocircuitar los devanados de AV y BV, las conexiones para determinar las resistencias DC del aislamiento de un transformador se realizan de la siguiente manera:

(a) Para determinar la resistencia DC entre el aislamiento del devanado de AV y el del devanado de BV (R_{HX}) se debe conectar el devanado de AV al ánodo del megaóhmetro y el devanado de BV. (b) Para determinar la resistencia DC del aislamiento entre el devanado de AV y tierra (R_{HT}) se debe realizar la siguiente conexión: el devanado de AV se conecta al cátodo del megaóhmetro y a tierra, el devanado de BV se conecta al ánodo del megaóhmetro; (c) Para medir la resistencia DC entre el aislamiento del devanado de BV y tierra (R_{XT}) se conecta el devanado de AV al ánodo del megaóhmetro y el devanado de BV al cátodo del megaóhmetro y a tierra [20].

Las conexiones mencionadas se ilustran en la Figura 2.5.:

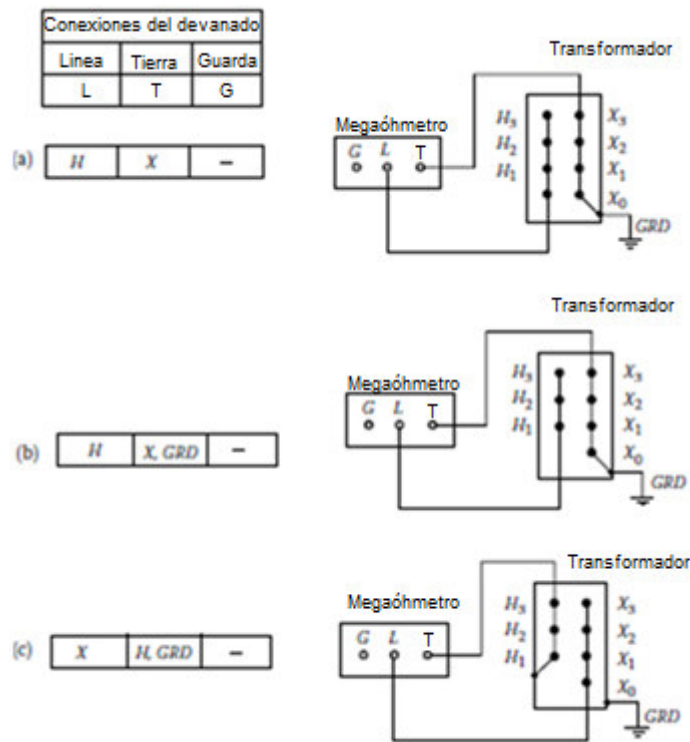


Figura 2.5. Conexiones para la prueba de medición de resistencia del aislamiento de transformadores trifásicos: (a) medición de R_{HX} ; (b) medición de R_{HT} ; (c) medición de R_{xt} [20].

El procedimiento para realizar pruebas de resistencia del aislamiento es el siguiente [20]:

1. Verificar que el terminal de tierra y el tanque del transformador estén conectados a tierra [20].
2. Desconectar cualquier sistema de control de bajo voltaje que pueda estar conectado al transformador [20].
3. Antes de iniciar la prueba, cortocircuitar los devanados de alto voltaje y los de bajo voltaje, verificando que los cortocircuitos estén libres de metales o materiales que puedan hacer una conexión al tanque o tierra [20].
4. Usar un mega óhmetro con una escala de al menos 20,000 M Ω [20].
5. Realizar mediciones de resistencia entra cada conjunto de devanados y tierra [20].

6. Las mediciones del mega óhmetro deben mantenerse por un periodo de 1 minuto, realizando las siguientes mediciones para transformadores de 2 devanados [20]:
 - a. Devanado de alto voltaje y bajo voltaje (R_{Hx}).
 - b. Devanado de alto voltaje y tierra (R_{Ht}).
 - c. Devanado de bajo voltaje y tierra (R_{xt}).

2.3.2 PRUEBAS EN AV-AC

Uno de los objetivos de realizar pruebas en AC es que el equipo a ser probado trabaja a un voltaje AC a 60 Hz, así probar el equipo con el mismo voltaje al cual trabajara provee la mejor información en cuanto el estado del equipo. Al aplicar voltajes de prueba AC a un sistema de aislamiento, la caída de voltaje alrededor de cada capa de aislamiento y las pérdidas medidas pueden ser calculadas a condiciones verdaderas de operación. La caída de voltaje es proporcional a la constante dieléctrica de las capas del aislamiento [20]. Entre los principales tipos de pruebas AC se tienen:

1. Pruebas de factor de potencia (PF) y tangente delta (DF).
2. Pruebas de AC de alto potencial.
3. Frecuencia muy baja (VLF).
4. Resonancia en serie AC.
5. Frecuencia Industrial.
6. Descarga parcial (PD).
7. Pruebas de impulso.

2.3.2.1 PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA (PF) Y FACTOR DE DISIPACIÓN (DF)

2.3.2.1.1 Introducción

El presente trabajo se enfoca en las pruebas de factor de potencia y factor de disipación. Este tipo de pruebas se consideran no disruptivas, porque los voltajes usados en el desarrollo de dichas pruebas no deben exceder los voltajes nominales línea neutro de los equipos a probar. El principio básico de las pruebas no disruptivas es la detección del cambio en las características medibles del sistema de aislamiento, que pueden ser asociadas a efectos de agentes contaminantes o disruptivos sin someter a un sobre estrés al aislamiento. Las pruebas de PF y DF son consideradas sinónimas porque ambas se refieren a pruebas de pérdidas dieléctricas en AC. Los factores de potencia y disipación son dos de las varias variables medibles que pueden ser obtenidas de una prueba de pérdidas dieléctricas usadas para la evaluación de la condición del sistema de aislamiento. Ambas pruebas son efectivas en localizar fallas en el aislamiento eléctrico y riesgos en el equipo a prueba antes de una posible falla [20].

2.3.2.1.2 Objetivos de las pruebas de factor de potencia y disipación

Las pruebas de PF y DF no son pruebas de tipo aprobado/fallo, y tienen por objetivo medir variables dieléctricas asociadas al fenómeno de degradación del sistema de aislamiento, como son: capacitancia del aislamiento, pérdidas dieléctricas en AC, y la relación de las cantidades medidas mediante factores de potencia y disipación. Las variables medidas cambiarán si existen condiciones adversas como: humedad dentro o fuera del sistema de aislamiento; presencia de contaminantes que puedan ser conductores en el aceite aislante, presencia de descargas parciales internas, etc. Adicionalmente estas pruebas proveen información de las condiciones del estado del aislamiento bajo condiciones de operación normales (60 Hz) que no son dependientes del tiempo de aplicación del voltaje de prueba, como es el caso de las pruebas DC. Este tipo de pruebas permiten determinar el grado de

deterioro del sistema de aislamiento, mediante la comparación de resultados de pruebas realizados en años anteriores [20].

Capacitancias equivalentes del sistema de aislamiento.

En un transformador trifásico de dos devanados, el sistema de aislamiento de los devanados comprende tres sistemas de aislamiento [20], como indica la Figura 2.6.:

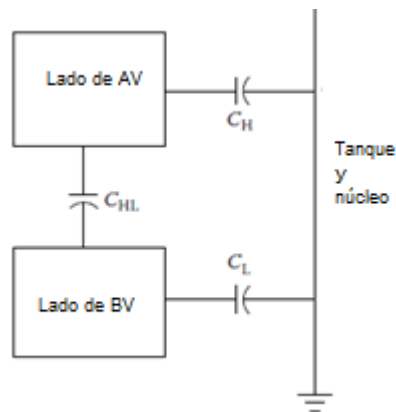


Figura 2.6. C_H (aislamiento del devanado de alto voltaje y tierra), C_L (aislamiento del devanado de bajo voltaje y tierra), C_{HL} (aislamiento entre el devanado de alto y bajo voltaje) [20].

Pérdidas dieléctricas en AC

Las pérdidas dieléctricas en el sistema de aislamiento se deben a factores como: contaminación por agua o humedad, carbonización y otras formas de deterioración. Las pruebas de FP/FD son sensibles a la detección de problemas de humedad, siendo más eficaces que pruebas de resistencia del aislamiento [20].

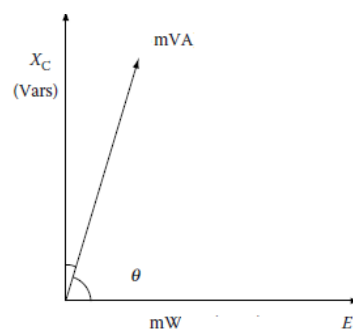


Figura 2.7. Diagrama de vectores de las potencias existentes en el sistema de aislamiento al aplicar la prueba de PF [20].

La Ecuación 2.6. sirve para calcular el factor de potencia en base a las pérdidas dieléctricas y potencia aparente en el sistema de aislamiento [20].

$$PF = \cos(\theta) = \frac{\text{pérdidas dieléctricas reales}}{\text{pérdidas dieléctricas aparentes}} \quad (2.6)$$

Donde:

PF : Factor de potencia del aislamiento.

θ : Ángulo formado entre los fasores E (pérdidas dieléctricas reales) y el fasor de pérdidas dieléctricas aparentes.

Factor de potencia y tangente delta

Cambios en la corriente capacitiva del aislamiento indica degradación del aislamiento, así como humedad o disminución de las capas de aislamiento, cambio en la geometría del aislamiento. La presencia de una corriente resistiva en el sistema de aislamiento se debe a pérdidas dieléctricas ocasionadas por desprendimiento de partículas de carbono, fugas volumétricas, conducción a través de la superficie y efecto corona [20].

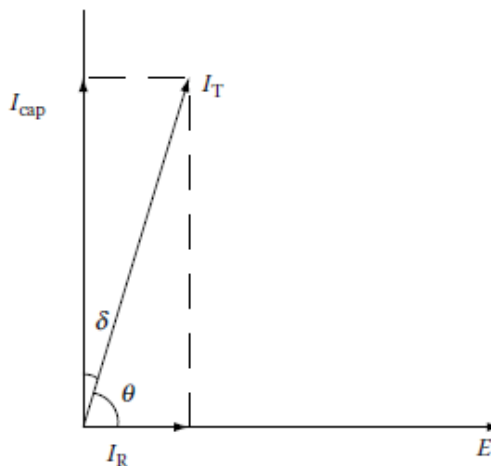


Figura 2.8. Diagrama de vectores la relación entre voltaje aplicado, corriente resistiva, capacitiva en el aislamiento, ángulo de factor de potencia θ y ángulo de disipación δ [20].

La Ecuación 2.7 permite calcular el factor de potencia en base a la componente real y total de la corriente aplicada al aislamiento [20].

$$PF = \cos\theta = \frac{I_R}{I_T} \quad (2.7)$$

Donde:

PF : Factor de potencia.

θ : Ángulo formado entre la componente real de la corriente y el fasor de la corriente total que circulan a través del aislamiento.

I_R : Componente real de la corriente que circula a través del aislamiento.

I_T : Magnitud del fasor corriente total que circula a través del aislamiento.

La Ecuación 2.8 relaciona el factor de disipación en base a la componente real y capacitiva de la corriente aplicada al aislamiento [20].

$$DF = \tan\delta = \frac{I_R}{I_{cap}} \quad (2.8)$$

Donde:

DF : Factor de disipación.

δ : Ángulo formado entre la componente real de la corriente y la componente capacitiva de la corriente que circula a través del aislamiento.

I_R : Componente real de la corriente que circula a través del aislamiento.

I_T : Componente capacitiva de la corriente que circula a través del aislamiento.

2.3.2.1.3 Modos de pruebas para ensayos de factor de potencia

Para entender la operación de la prueba de factor de potencia, es conveniente considerara las conexiones correspondientes del equipo a probar a la fuente de AC, los circuitos de puentes, y conexiones de tierra y bajo voltaje [20]. Hay 2 modos principales de pruebas que permiten determinar las diferentes variables dieléctricas en transformadores eléctricos trifásicos de dos devanados.

Modo GST

En el modo GST (In Grounded-specimen test), la corriente que circula entre la fuente AC del equipo de medición y tierra (a través de la capacitancia C_x) es medida por el puente de

la Figura 2.9 (a). Este modo de prueba es usado cuando el transformador está conectado a tierra [20].

Modo UST

Este tipo de prueba no utiliza la corriente que circula a tierra para realizar mediciones (Ungrounded-specimen test), en este modo de prueba la corriente que circula entre la fuente de AC y el terminal de lectura es medida (Figura 2.9. (b)) cualquier corriente que circule por el terminal de tierra pasa directamente a la fuente de AC. El modo UST es usado para aislar y hacer pruebas en una sección individual del sistema de aislamiento [20].

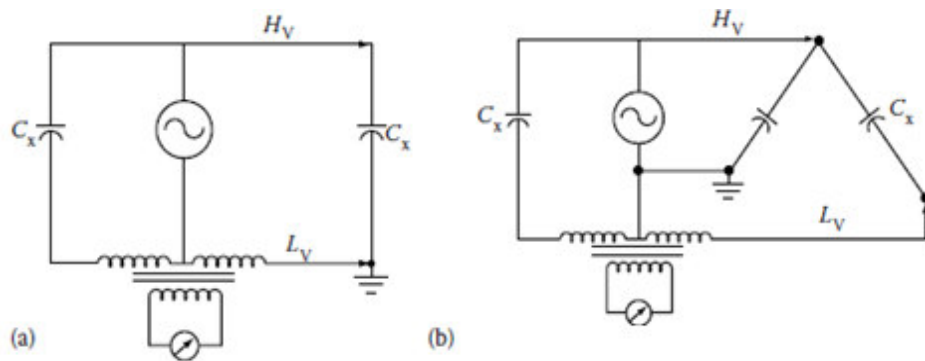


Figura 2.9. Circuitos equivalentes de modos de prueba para conjunto de pruebas de factor de potencia. (a) GST y (b) UST [20].

2.3.2.1.4 Medidas de seguridad al realizar pruebas de AV en AC

Al trabajar con altos voltajes se deben tener en consideración las siguientes normas de seguridad [20].

- Todo tipo de pruebas de FP/FD deben ser realizadas a equipos que se encuentren desenergizados, desconectados y aislados del resto del sistema de potencia. Adicionalmente el equipo a ser probado debe encontrarse conectado a tierra [20].
- Se debe realizar descargas a tierra de todos los terminales del equipo a probar antes de trabajar en ellos y realizar conexiones y desconexiones para las pruebas de FP/FD [20].

- No conectar al equipo a probar los terminales de las pinzas de mediciones, salvo que éstas ya se encuentren conectadas al equipo de pruebas de FP/FD [20].
- Comprobar el estado de los interruptores de seguridad incorporados en el equipo de prueba antes de iniciar las mismas [20].
- Usar cada uno de los interruptores de seguridad, de forma manual e independiente [20].

2.3.2.1.5 Metodología de pruebas de factor de potencia aplicadas a la muestra seleccionada

Equipo para realización de pruebas de FP/FD

Para el presente trabajo se utilizó el equipo DELTA 4000, de marca Megger, el cual se usa para realizar pruebas de sistemas de aislamiento, a voltajes de prueba de hasta 12 kV AC. Los resultados de las pruebas pueden utilizarse para evaluar la clase, estado y calidad de los materiales aislantes, revelando problemas como contaminación, roturas, perforaciones y demás efectos que pueden presentarse con el proceso de envejecimiento del aislamiento [34].



Figura 2.10. Equipo DELTA 4000 de Megger para pruebas de FP/FD [19].

El equipo DELTA 4000 se realiza pruebas en elementos sin conexión a tierra (UST) y pruebas en elementos con conexión a tierra (GST) de tipo estándar en equipos que operen a altos voltajes, entre las características principales del equipo destacan [34]:

- Mediciones estándar de 50/60 Hz [34].
- Función de compensación inteligente de temperatura, permite una corrección exacta de las mediciones efectuadas a altas y bajas temperaturas [34].
- Circuitos avanzados de captación de señales y supresión de ruido permitiendo lograr menores tiempos de medición [34].
- Dos unidades para inyección de voltaje AC y control de pruebas [34].
- Potencia de salida de hasta 3,6 kVA [34].
- Medición máxima de capacitancias de hasta 100 μF , con una resolución máxima de 0.01 pF [34].
- Escala de medición de factor de potencia de 0 a 100%, con una resolución máxima de 0,001% [34].

A continuación, se detallan los elementos del equipo DELTA 4000 [34].



Figura 2.11. Vista del panel posterior para conexiones de comunicación y potencia de la unidad de control del equipo DELTA 4000 para pruebas de FP/FD [34].

Tabla 2.5. Descripción de los elementos de la unidad de control del equipo DELTA 4000 para pruebas de FP/FD [34].

Elemento	Nombre	Descripción
(A1)	Señal de AV Activado	Señal que indica si la unidad de AV está activada.
(A2)	Señal de tierra abierta.	Indica una abertura en el sistema de puesta a tierra o una conexión defectuosa a tierra del equipo de prueba.
(A3)	Interruptores de seguridad 1 y 2	Interruptores de bloqueo externos. Para que la prueba se efectúe deben permanecer cerrados todo el tiempo que dure la misma, al abrirse uno o ambos la prueba termina automáticamente.
(A4)	Entrada roja	Entrada para conectar el conductor de prueba de BV rojo.
(A5)	Entrada Azul	Entrada para conectar el conductor de prueba de BV azul.
(A6)	Entrada USB	Puerto para comunicación con el computador.
(A7)	Entrada Ethernet	Puerto para comunicación con el computador.
(A8)	Interruptor para computador	Conmutador para seleccionar computador externo o interno.
(A9)	Luz estroboscópica	Entrada para conectar la luz estroboscópica de advertencia
(A10)	Sensor de temperatura y humedad relativa	Entrada para conectar el sensor de temperatura y humedad.
(A11)	Inductor	Entrada para conectar un inductor de resonancia opcional.
(A12)	Control de alto voltaje	Entrada para el cable de control entre la consola de control y la unidad de AV.
(A13)	Alimentación principal	Conexión para la alimentación del equipo.
(A14)	Tierra de prueba	Entrada para conectar el cable de puesta a tierra del equipo.
(A15)	Tierra	Entrada para conectar una tierra de seguridad entre la consola de control y la unidad de AV.
(A16)	Alimentación de alto voltaje	Entrada para el cable de alimentación entre las unidades de control y AV.

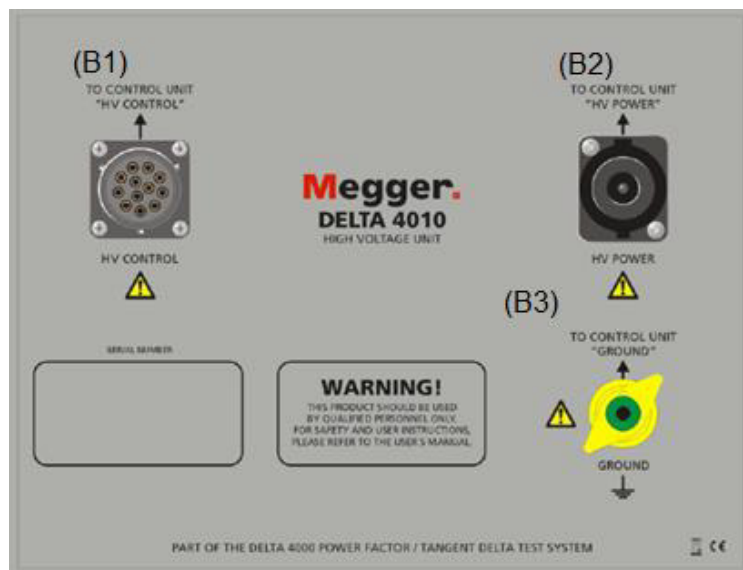



Figura 2.12. Vista del panel posterior para conexiones de comunicación y potencia de la unidad de inyección de AV del equipo DELTA 4000 para pruebas de FP/FD [34].

Tabla 2.6. Descripción de los elementos de la unidad de inyección de AV del equipo DELTA 4000 para pruebas de FP/FD [34].

Elemento	Nombre	Descripción
(B1)	Control AV	Entrada para el cable de control que comunica las unidades de control y de AV
(B2)	Alimentación de AV	Entrada para el cable de alimentación entre las unidades de control y AV
(B3)	Tierra	Permite conectar una tierra de seguridad entre las unidades de control y AV
	Salida de AV	Salida para el cable de alto voltaje que se inyecta al equipo por probar, se encuentra ubicado en el lado exterior de la unidad de AV

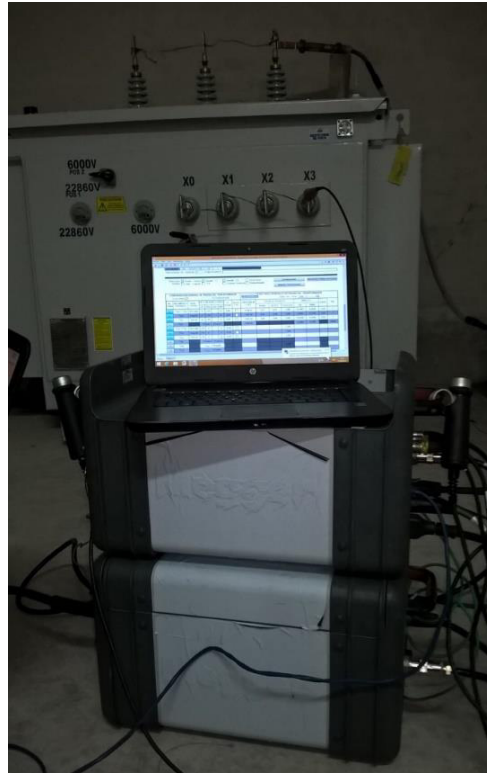


Figura 2.13. Montaje de las unidades de control e inyección de AV del equipo DELTA 4000 para pruebas de FP/FD montadas. (Elaboración propia).

Conexiones de la prueba de FP/FD para transformadores trifásicos de distribución de dos devanados

En la Tabla 2.7. se resume las conexiones y pruebas necesarias para realizar pruebas de factor de potencia [34].

Tabla 2.7. Descripción de los elementos de la unidad de inyección de AV del equipo DELTA 4000 para pruebas de FP/FD [34].

Número de Prueba	Capacitancia Medida	Conexiones de Prueba a Devanados	
		Pinza de Alto Voltaje	Pinza Roja de Bajo voltaje
1	CHG+CHL	AV	BV
2	CHG	AV	BV
3	CHL	AV	BV
4	CHL	-	-
5	CLG+CHL	BV	AV
6	CLG	BV	AV
7	CLH	BV	AV
8	CLH	-	-

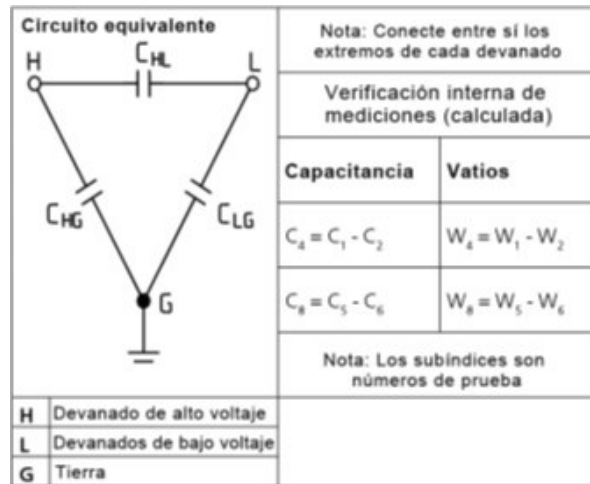


Figura 2.14. Diagrama de conexión para determinación de las magnitudes obtenidas de las pruebas 8 y 4 [19].

A continuación, se explica las conexiones que se debe realizar para ensayos de factor de potencia usando el equipo DELTA 4000.

1. El equipo por probar debe salir de servicio y estar aislado del sistema [19].
2. El equipo por probar debe estar correctamente conectado al sistema de tierra [19].
3. Antes de aplicar voltaje al transformador, asegurarse que las conexiones de los devanados estén en corto [19].
4. Tener cuidado de no realizar pruebas eléctricas en una unidad que esté al vacío, se pueden producir descargas disruptivas a voltajes bajos como 250 V [19].
5. Si el transformador cuenta con cambiadores de derivación de carga (taps), configurar la unidad a una posición neutral [19].
6. Conectar un conductor de tierra entre el equipo medición y la tierra del transformador [19].
7. Conectar todos los aisladores pasamuros de cada devanado incluyendo el neutro de un devanado conectado en estrella. Se debe quitar la conexión a tierra de neutro [19].

8. En las pruebas 1,2 y 3, conectar el conductor de alto voltaje del equipo DELTA 4000 a los aisladores pasamuros del lado de AV del transformador. Tener la precaución que el cable de AV del equipo de medición se extienda alejándose del aislador pasamuros, como se indica en la Figura 2.15 [19].
9. Conectar el conductor rojo del equipo DELTA 4000 a los aisladores pasamuros del lado de BV [19].
10. En las pruebas 5, 6 y 7, conectar el conductor de AV del equipo DELTA 4000 a los aisladores pasamuros del lado de BV del transformador y el conductor rojo del equipo de medición DELTA 4000 a los aisladores pasamuros de AV, como se indica en la Figura 2.16 [19].
11. Realizar las pruebas correspondientes a cada conjunto de aislador pasamuros [19].
12. Los devanados del equipo sometido a la prueba de PF debe permanecer cortocircuitados para todas las pruebas de aisladores [19].

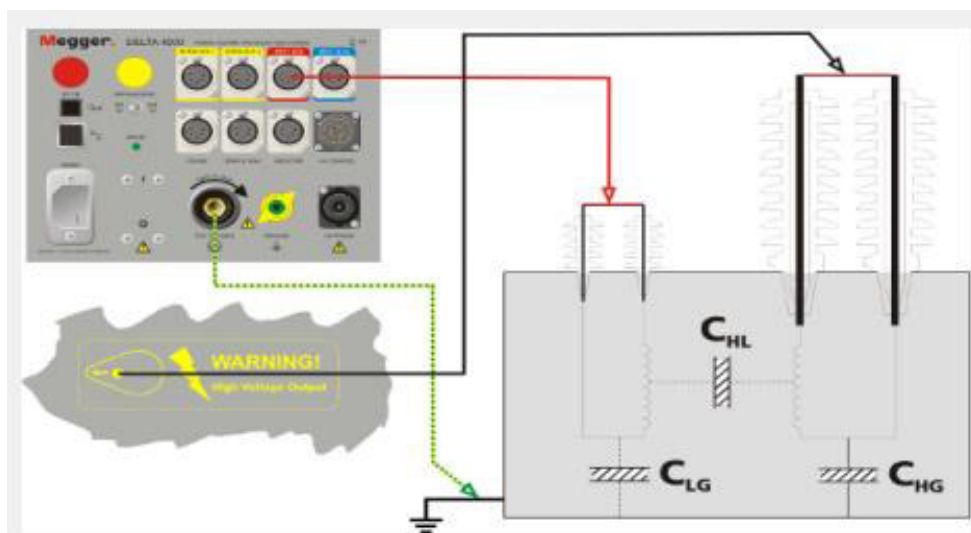


Figura 2.15. Diagramas de conexión para determinar las capacitancias entre el lado de AV y tierra (CHG) y las capacitancias entre el lado de AV y BV (CHL)[19].

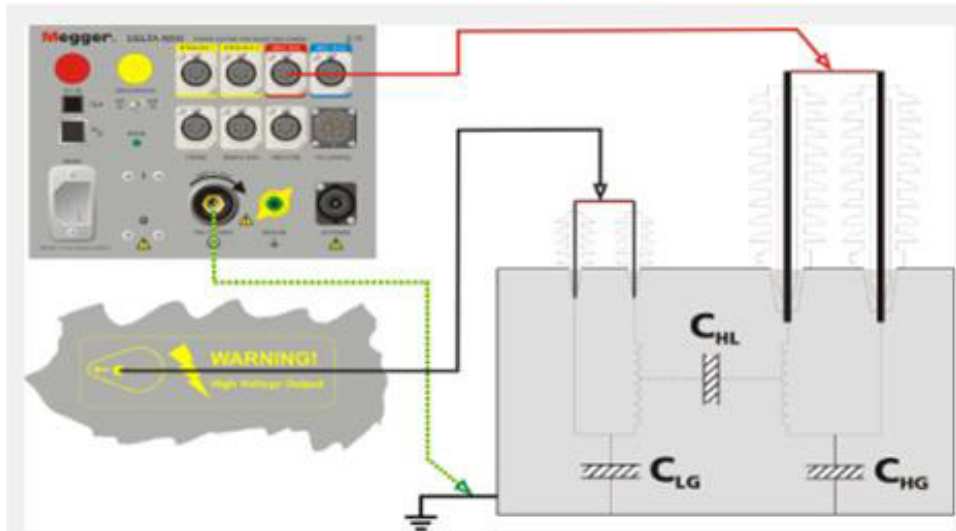


Figura 2.16. Diagramas de conexión para determinar las capacitancias del lado de BV y tierra (CHG) y el lado de BV y AV (CHL) [19].

Procedimiento de pruebas de FP/FD en transformadores trifásicos de distribución de dos devanados

Las pruebas de factor de potencia se realizan a 10 kV, si este valor supera la especificación del devanado por probar, la prueba se realiza a valores nominales o cercanos a los del devanado por probar [19]. El procedimiento por seguir para realizar pruebas de FP/FD se detalla a continuación:

1. Seguir la secuencia de pruebas de las conexiones de la prueba para transformadores de dos devanados. Las pruebas 1, 2 y 3 se realizan sin cambiar los conductores [19].
2. La prueba 4 es un cálculo, llevado a cabo por el equipo DELTA 4000, que resta los resultados de capacitancia y vatios en la prueba 2 de los de la prueba 1 [19].
3. Invertir los conductores de prueba en la conexión realizada, para realizar las pruebas 5, 6 y 7. Tener en cuenta que el voltaje de prueba debe estar a un nivel adecuado para el devanado secundario del transformador [19].
4. La prueba 8 es un cálculo, realizado por el equipo de medición DELTA 4000, que resta la prueba 6 de la 5 [19].

5. Ingresar la información completa del dato de placa del transformador [19].
6. Ingresar la temperatura ambiente, humedad relativa, y una indicación de las condiciones meteorológicas al momento de realizar la prueba [19].
7. Ingresar la temperatura del aislamiento (temperatura máxima del aceite y devanado) al momento de realizar la prueba [19].
8. Corregir las lecturas del factor de potencia del transformador a 20° C, el equipo DELTA 4000 tiene incorporada la opción de realizar correcciones de temperatura [19].



Figura 2.17. Pruebas de FP/FD en el Laboratorio de transformadores de la EEQSA.
(Elaboración propia).

2.4 TRATAMIENTO DE DATOS DE LAS VARIABLES MEDIDAS

2.4.1 INTRODUCCIÓN

La existencia de múltiples variables, eléctricas y de operación, de un transformador eléctrico (entradas) y las propiedades dieléctricas del sistema de aislamiento de un transformador (salidas), así como la presencia de relaciones altamente no lineales entre dichas variables, son obstáculos que dificultan cualquier esfuerzo por determinar modelos matemáticos simples que expliquen la relación entre las variables mencionadas. Frente a

esta problemática el presente trabajo de titulación busca, mediante el uso de técnicas basadas en análisis estadístico-multivariantes y con la ayuda de herramientas computacionales, construir una buena aproximación del modelo que existe entre las variables mencionadas [35].

2.4.2 MODELO DE REGRESIÓN LINEAL

Uno de los objetivos específicos del presente trabajo de titulación, y en general en investigaciones científicas, es la posibilidad de predecir el valor de una variable aleatoria dependiente basada en los valores de otras variables independientes, estableciendo una correlación funcional de naturaleza estadística. El estudio de dichas relaciones se conoce como regresión [36].

Para el presente trabajo se busca modelar la correlación de las capacitancias equivalentes del sistema de aislamiento (obtenidas mediante la prueba de FP/FD) en función de las características eléctricas y datos de placa, de los transformadores pertenecientes a la muestra obtenida. Como se mencionó en la Sección 1.3, del Capítulo 1 del presente trabajo, para obtener un modelo lineal de dicha correlación es necesario encontrar los coeficientes de las variables regresoras, para lo cual se usan los datos obtenidos en las pruebas de FP/FD. Por tanto, se busca un modelo matricial expresado de la forma [21]:

$$\mathbf{y} = \mathbf{X}\boldsymbol{\beta} + \boldsymbol{\varepsilon} \quad (2.9)$$

En función del modelo matricial planteado en la Ecuación 2.9, se busca encontrar un vector de estimadores mínimos cuadrados “ $\boldsymbol{\beta}$ ” que minimicen la Ecuación matricial 2.9 [21]:

$$L = \sum \boldsymbol{\varepsilon}^2 = \boldsymbol{\varepsilon}'\boldsymbol{\varepsilon} = (\mathbf{y} - \mathbf{X}\boldsymbol{\beta})'(\mathbf{y} - \mathbf{X}\boldsymbol{\beta}) \quad (2.10)$$

Este vector “ $\boldsymbol{\beta}$ ”, minimiza los errores de la regresión si se cumplen las condiciones de la Ecuación 2.10 [21]:

$$\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\beta}} = 0 \quad (2.11)$$

La solución a la Ecuación 2.11 es la expresión de la Ecuación 2.12 [21]:

$$\mathbf{X}'\mathbf{X}\hat{\boldsymbol{\beta}} = \mathbf{X}'\mathbf{y} \quad (2.12)$$

La Ecuación 2.12 es la forma matricial de las ecuaciones normales de mínimos cuadrados usadas para minimizar la función error de la regresión a construir, multiplicando cada lado de la Ecuación 2.12 por la matriz inversa de $\mathbf{X}'\mathbf{X}$, se obtiene la Ecuación 2.13 [21]:

$$\hat{\boldsymbol{\beta}} = (\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1}\mathbf{X}'\mathbf{y} \quad (2.13)$$

La Ecuación 2.13 permite encontrar los coeficientes β para obtener un modelo lineal que correlacione las capacitancias medidas en función de las características eléctricas, de los transformadores de distribución pertenecientes a la muestra obtenida.

2.4.2.1 RANGO DE LOS DATOS DE ENTRADA

La regresión no tendrá precisión en la predicción de las relaciones de las variables a estudiar, si las entradas y salidas están fuera del rango de los datos de entrada. Por este motivo, el conjunto de datos debe poseer un rango operacional suficiente, que incluya valores mínimos y máximos tanto para variables de entrada como de salida.

La regresión lineal, y en general cualquier procedimiento multivariable o de aprendizaje automático, no podrán encontrar una coincidencia o relación en un conjunto de números al azar. Para que el modelo de predicción funcione es necesario que exista cierta relación entre las entradas/salidas del modelo. El rango de las variables de entrada en el conjunto de datos se establece en función de las características de los equipos probados, distribuidas en el rango para el cual la regresión será válida. Para ello se han establecido las variables a usarse y los rangos de estas como se indica en la Tabla 2.8.:

Tabla 2.8. Variables de entrada y rangos. (Elaboración propia).

Variable de entrada	Etiqueta	Rango
Tiempo de Uso	x_1	0-32 Años
Peso	x_2	240-8569 kg
Volumen de Aceite	x_3	63-3060 litros
Impedancia	x_4	1,94-292,64 Ω
Potencia Nominal	x_5	50-2000 kVA
Voltaje Primario	x_6	6 y 22,86 kV
BIL	x_7	75-150 kV

Las variables de salida que se usan para determinar la relación entre variables dieléctricas y características eléctricas y de operación son los mostrados en la Tabla 2.9.:

Tabla 2.9. Variables de salida. (Elaboración propia).

Variable de salida	Etiqueta
Capacitancia entre lado de AV y BV	y_1
Capacitancia entre lado de AV y tierra	y_2
Capacitancia entre lado de BV y tierra	y_3

2.4.2.2 TAMAÑO DEL CONJUNTO DE DATOS DE ENTRENAMIENTO

El número de datos de entrenamiento debe ser adecuado, si bien es cierto que un gran número de datos provee mayor precisión en la fase de predicción, un gran número de datos pueden introducir valores repetidos contradictorios que ingresan inconsistencias en el sistema debido a la naturaleza del proceso de regresión. Para el presente trabajo, de la muestra seleccionada se usan el 85% de datos para el entrenamiento de la red y el 15% para la validación de las regresiones obtenidas.

2.4.2.3 ADQUISICIÓN DEL CONJUNTO DE DATOS DE ENTRENAMIENTO

Los datos necesarios para la regresión se obtienen de pruebas de campo y ensayos de laboratorio, los datos escogidos pertenecen a muestras de distintos estratos y distintas características eléctricas y de operación, satisfaciendo las variaciones requeridas para

entrenar una regresión adecuada. Los “n” datos de entrada y salida obtenidos en las mediciones se ingresan a la Ecuación 2.12 y se obtiene el modelo de la Ecuación 2.8.

2.4.2.4 VALIDEZ DEL CONJUNTO DE DATOS DE ENTRENAMIENTO

Como se mencionó el 15% de los datos recogidos en pruebas de FP/DF será utilizados para validación de la regresión obtenida. Los datos por escoger para la validez serán aquellos que presenten mayor repetibilidad de los registros de las pruebas realizadas. En el caso en que los errores excedan valores mayores a un error relativo del 35%, se procederá a modelar estas variables no como funciones de naturaleza estadística, sino como modelos de caja negra no lineales, esto mediante el uso de redes neuronales.

2.4.3 ESTUDIO DE VARIABLES DIELECTRICAS MEDIANTE MÉTODOS DE APRENDIZAJE AUTOMÁTICO

2.4.3.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE RED NEURONAL

Las regresiones lineales determinadas para estudiar el comportamiento de las capacitancias equivalentes del sistema de aislamiento y las características eléctricas de los equipos probados, pueden presentar errores con magnitudes elevadas, esto debido a las limitaciones del modelo de regresión lineal, para solucionar esta problemática se presenta una alternativa mediante el uso de una red neuronal, para determinar las relaciones entre estas variables. Esto debido a que las redes neuronales permiten modelar de una mejor manera relaciones de múltiples variables y de naturaleza no lineal. Para este fin se usan los mismos rangos y variables de entrada y salidas que en el caso anterior, la misma proporción de datos de entrenamiento (85%) y datos de validación (15%), para el entrenamiento de la red se utiliza el algoritmo de Levenberg Marquardt.

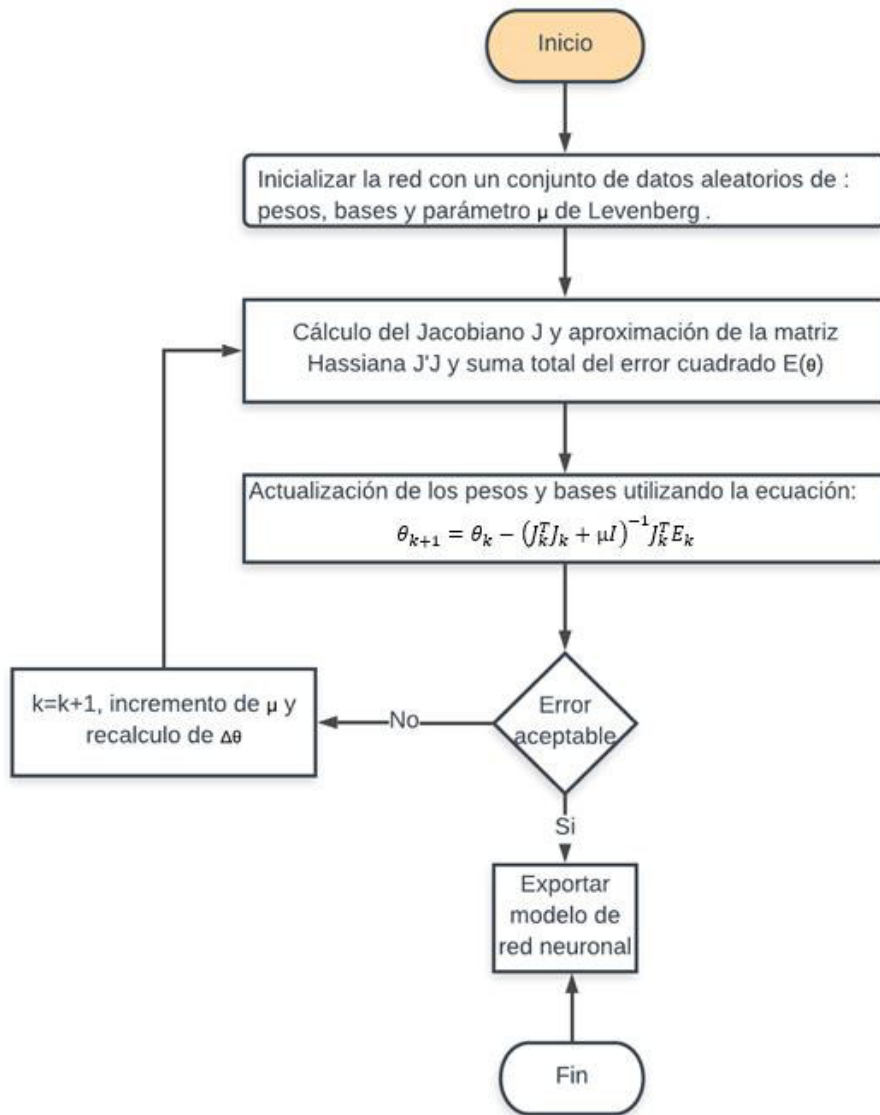


Figura 2.18. Algoritmo de Levenberg Marquardt [37].

3 ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS

3.1 ANÁLISIS DE LA MUESTRA ESTRATIFICADA OBTENIDA

3.1.1 ANÁLISIS DE LOS ESTRATOS OBTENIDOS CON EL ALGORITMO “K-MEANS”

Teniendo en cuenta: En el periodo de pruebas determinado para los meses de julio-septiembre del 2015 han ingresado una cantidad total de 66 transformadores trifásicos de distribución para pruebas de rutina (pruebas en sitio, en laboratorio y de revisión y devolución) [30], se ingresan las potencias aparentes de dichos transformadores al algoritmo “k-means” como indica la Figura 3.1.:

```
clc
muestrap = xlsread('MUESTREOFINAL.xlsx') %carga de archivo de
                                                %elementos de la muestra
[idxp,Cp] = kmeans(muestrap,7); %clasificación con método kmeans
Estratosp = idxp %Asignación estratos
Centroidesp = Cp %centroides de cada estrato
```

Figura 3.1. Aplicación del algoritmo “k-means” en MATLAB, para determinar los estratos óptimos de la población. (Elaboración propia).

Se obtienen los resultados resumidos en la Tabla 3.1.:

Tabla 3.1. Población total distribuida en óptimos estratos [30].

Estrato	Potencia Nominal (kVA)	Centroide (kVA)	Población	W_h
Estrato 1	50 a 75	83	8	0,121212
Estrato 2	100 a 160	129	32	0,484848
Estrato 3	200 a 250	229	12	0,181818
Estrato 4	400 a 500	433	8	0,121212
Estrato 5	630	630	2	0,030303
Estrato 6	1000	1000	2	0,030303
Estrato 7	2000	2000	2	0,030303
TOTAL	-	-	66	1

La aplicación del algoritmo de clustering o clasificación “k-means” se puede contrastar en el caso de aplicar una distribución sin optimizar como indica la Tabla 3.2.:

Tabla 3.2. Clasificación de la población total en 4 estratos sin optimizar.

Estrato	Potencia Nominal (kVA)	Población Total
Estrato 1	15 a 100	18
Estrato 2	112,5 a 250	34
Estrato 3	300 a 800	10
Estrato 4	1000 a 2000	4

Se aprecia que los elementos de la población de los estratos se distribuyen de una manera concentrada en los estratos bajos, lo cual no es conveniente para la aplicación del muestreo estratificado, debido a que este tiene mayor eficacia al tener elementos en sus estratos distribuidos homogéneamente.

Al aplicar el algoritmo “k-means” a la población perteneciente a los transformadores que ingresaron al laboratorio de transformadores en el periodo de pruebas julio-septiembre del 2015, escogiendo un total de 4 estratos se tienen los resultados de la Tabla 3.3.:

Tabla 3.3. Clasificación de la población total en 4 estratos con el algoritmo “k-means”.

Estrato	Potencia Nominal (kVA)	Centroide (kVA)	Población	W_h
Estrato 1	50 a 250	136,44	52	0,7879
Estrato 2	400 a 630	506	10	0,1515
Estrato 3	1000	1000	2	0,0303
Estrato 4	2000	2000	2	0,0303
TOTAL	-	-	66	1

Se tienen los mismos problemas que al usar una estratificación sin aplicar el algoritmo, se tienen estratos que no tienen una distribución homogénea, este problema se soluciona al usar un mayor número de estratos.

En la Tabla 3.1., se puede apreciar la distribución de los valores de las potencias aparentes de la población de los transformadores trifásicos de distribución, pertenecientes a la población total en 7 estratos y el aporte de cada estrato al tamaño total de ésta mediante el peso poblacional por estrato " W_h ".

En función de los resultados mostrados se determinaron 7 estratos como un número adecuado de " k " agrupamientos o "clusters" para la ejecución del algoritmo "k-means", explicado en la Sección 2.2.2., del Capítulo 2 de la metodología del presente trabajo. Este número de agrupamientos se considera óptimo, porque permite tener valores de potencias aparentes heterogéneas entre estratos, cumpliendo así una de las principales características del muestreo estratificado.

3.1.2 ANÁLISIS DE LA MUESTRA ESTRATIFICADA OBTENIDA

Al tener en cuenta la población total estratificada resumida en la sección 3.1.1 (Tabla 3.1.), correspondiente a 66 transformadores trifásicos de distribución, y la información especificada en la Sección 2.2.3. del Capítulo 2 del presente trabajo: un error de muestreo del 10% y un nivel de confianza de 90% (Variable $Z=1,645$) la muestra calculada según la Ecuación 2.2. sería:

$$n = \frac{N \cdot Z^2 \cdot \sum_{i=1}^L W_h p_h q_h}{N \cdot E^2 + Z^2 \cdot \sum_{i=1}^L W_h p_h q_h} \quad (3.1)$$

$$\sum_{i=1}^L W_h p_h q_h = 0,12 \cdot 0,25 + 0,48 \cdot 0,25 + 0,18 \cdot 0,25 + 0,12 \cdot 0,25 + 0,03 \cdot 0,25 + 0,03 \cdot 0,25 + 0,03 \cdot 0,25 = 0,25 \quad (3.2)$$

$$n = \frac{66 \cdot 1,645^2 \cdot 0,25}{66 \cdot 0,1^2 + 1,645^2 \cdot 0,25} = \frac{44,20}{1,33} = 33,23 \quad (3.3)$$

Teniendo en cuenta que la confianza de los datos es del 90% (probabilidad que la muestra produzca los mismos resultados que la población dada) y un error de muestreo del 10% (grado de desviación del valor seleccionado en la muestra del valor real de la población), se tiene una muestra estratificada de 33 transformadores, la cual es la mínima que se puede tener para datos aceptables de confianza y error; a mayor confianza de los datos y

menor error, sería necesario probar un número de elementos cercanos a la población, lo cual restaría importancia al objetivo del muestreo estratificado, que es optimizar recursos de tiempo, costo, etc..

Para el presente trabajo de titulación se escoge una afijación proporcional, debido a que se conocen estadísticas de la cantidad de transformadores que han ingresado al Laboratorio de Transformadores de la EEQSA en periodos anteriores, pero se desconocen funciones de costo del muestreo para aplicar una afijación óptima [30]. Desarrollando la información de la Tabla 3.1., en subestratos que se obtienen según los niveles de voltaje de los transformadores ingresados al período mencionado, y según las condiciones de uso (transformadores nuevos o usados) de los mismos se tiene la Tabla 3.4.:

Tabla 3.4. Clasificación de la población total en estratos, según características físicas (equipos nuevos o usados) y características eléctricas (potencia aparente y nivel de voltaje primario) [30].

Estrato	Potencia Nominal (kVA)	Nuevos		Usados		Población
		Voltaje Primario 22,8 kV	Voltaje Primario 6 kV	Voltaje Primario 22,8 kV	Voltaje Primario 6 kV	
Estrato 1	50 a 75	2	0	4	2	8
Estrato 2	100 a 160	8	4	12	8	32
Estrato 3	200 a 250	2	4	6	0	12
Estrato 4	400 a 500	4	4	0	0	8
Estrato 5	630	2	0	0	0	2
Estrato 6	1000	2	0	0	0	2
Estrato 7	2000	2	0	0	0	2

Al tratarse de un caso de afijación proporcional y según la Ecuación 3.3. $W_h = w_h$, para el presente trabajo, se tiene que el peso muestral es igual al peso poblacional; por tanto, para la determinación del tamaño muestral de cada estrato se aplica la Ecuación 2.4. de la Sección 2.2.4. del Capítulo 2 del presente documento $n_h = nW_h$, teniendo en cuenta una muestra estratificada de 33 transformadores, se obtiene la Tabla 3.5.:

Tabla 3.5. Tamaño de la muestra distribuida en estratos. (Elaboración propia).

Estrato	Potencia Nominal (kVA)	W_h	Muestra
Estrato 1	50 a 75	0,121212	4
Estrato 2	100 a 160	0,484848	16
Estrato 3	200 a 250	0,181818	6
Estrato 4	400 a 500	0,121212	4
Estrato 5	630	0,030303	1
Estrato 6	1000	0,030303	1
Estrato 7	2000	0,030303	1
Total	2000	1	33

Teniendo en cuenta que en la Tabla 3.4., a cada estrato de la población estratificada se procedió a subestratificarlo en 4 subestratos, según sus características físicas y eléctricas, es posible igualmente dividir a la muestra a estudiar en subestratos, esto con el fin de seleccionar especímenes adecuados para la fase de pruebas eléctricas, como se indica en el ejemplo a continuación de la Tabla 3.6.:

Tabla 3.6. Estrato Poblacional 2, correspondiente a potencias de 100 a 160 kVA. (Elaboración propia).

Subestrato	Población	W_h
Voltaje Primario 22,8 kV Nuevo	8	0,25
Voltaje Primario 6 kV Nuevo	4	0,125
Voltaje Primario 22,8 kV Usado	12	0,375
Voltaje Primario 6 kV Usado	8	0,25
Total	32	1

Teniendo en cuenta que el tamaño muestral para el estrato 2 es n_2 es 16 transformadores, y multiplicando este valor por los pesos de cada subestrato ($n_h = nW_h$) se obtiene la Tabla 3.7., correspondiente al valor del Estrato Muestral 2, dividido en subestratos muestrales según condiciones de uso y características de voltaje primario.

Tabla 3.7. Estrato Muestral 2, dividido en subestratos según condiciones de uso y voltaje primario. (Elaboración propia).

Subestrato	W_h	Muestra
Voltaje Primario 22,8 kV Nuevo	0,25	4
Voltaje Primario 6 kV Nuevo	0,125	2
Voltaje Primario 22,8 kV Usado	0,375	6
Voltaje Primario 6 kV Usado	0,25	4
Total	1	16

Aplicando este procedimiento a cada uno de los estratos de la población se obtiene la Tabla 3.8., que corresponde a la muestra estratificada de los equipos a realizar pruebas en el sistema de aislamiento.

Tabla 3.8. Muestra probabilística estratificada de los transformadores eléctricos que ingresan al Laboratorio de Transformadores durante el periodo de pruebas. (Elaboración propia).

Estrato	Potencia Nominal (kVA)	Nuevos		Usados		Muestra
		Voltaje Primario 22,8 kV	Voltaje Primario 6 kV	Voltaje Primario 22,8 kV	Voltaje Primario 6 kV	
Estrato 1	50 a 75	1	0	2	1	4
Estrato 2	100 a 160	4	2	6	4	16
Estrato 3	200 a 250	1	2	3	0	6
Estrato 4	400 a 500	2	2	0	0	4
Estrato 5	630	1	0	0	0	1
Estrato 6	1000	1	0	0	0	1
Estrato 7	2000	1	0	0	0	1

3.2 RESULTADOS DE PRUEBAS DIELECTRICAS APLICADAS AL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN

Para los elementos de la muestra estratificada Tabla 3.8., se procederá a realizar pruebas en AV-DC (prueba de resistencia DC en el aislamiento y relación dieléctrica de absorción DAR) y pruebas en AV-AC (pruebas de factor de potencia).

Tabla 3.9. Datos de placa de los transformadores seleccionados para realizar pruebas en el sistema de aislamiento. (Elaboración propia).

Muestra	Serie	Año	Peso (kg)	Volumen de Aceite (litros)	Z _{cc} (%)	Potencia Nominal (kVA)	Lado AV (kV)	Lado BV (kV)	BIL (kV)
1	10913047	1991	448	129	3,47	75	22,8	0,22	150
2	90712564	2007	680	155	3,6	100	6	0,22	95
3	83746	1988	715	63	2,6	112,5	22,86	0,22	95
4	238702016	2016	590	185	3,6	150	22,86	0,22	150
5	41650168	2016	463	135	2,8	75	22,86	0,22	150
6	222022016	2016	1670	503	2,7	500	6	0,22	75
7	212262016	2016	8569	3060	7,4	2000	22,8	0,22	150
8	408799	1999	1325	305	4	250	22,86	0,22	150
9	725578	1984	832	182	4	250	22,8	0,22	150
10	41651062	2016	906	336	3,2	160	6	0,22	150
11	261922016	2016	1890	585	3,5	500	6	0,22	75
12	31331191	2013	740	195	3,3	125	22,86	0,22	150
13	6933514	1993	574	161	3,37	100	6	0,22	95
14	23862016	2016	1658	513	2,6	400	22,86	0,22	150
15	61651909	2016	2105	1026	4,1	630	22,86	0,22	150
16	1231213	2013	1035	360	2,8	50	22,86	0,22	150
17	259722016	2016	1652	627	3,9	250	22,86	0,22	150
18	674306	2006	612	149	3,1	150	22,86	0,22	150
19	7059603	2005	240	80	3,83	50	6	0,22	95
20	195035	1999	1660	330	2,5	250	22,86	0,22	150
21	101228455	2012	550	174	3,1	100	6	0,22	95
22	0252594F	1994	616	162	3,2	112,5	6	0,22	95
23	61651904	2016	985	430	2,7	125	22,86	0,22	150
24	51546038	2015	910	410	3,5	100	6	0,22	95
25	257802016	2016	1818	347	2,8	500	22,86	0,22	95
26	261762016	2016	3114	1170	4	1000	22,86	0,22	150
27	280772016	2016	1226	390	7,7	200	6	0,22	150
28	280782016	2016	1226	390	5,2	200	6	0,22	150
29	81652556	2016	575	190	3,1	112,5	22,86	0,22	150
30	E39242	2005	500	120	3,95	125	22,86	0,22	150
31	30915500	2009	700	120	2,9	125	22,86	0,22	150
32	51226335	2012	570	180	3,4	100	22,86	0,22	150
33	182362015	2015	712	225	2,3	125	22,86	0,22	150

Al haber seleccionado los elementos que ingresaron al Laboratorio de Transformadores de la EEQ durante el periodo de pruebas del presente proyecto y que cumplen con las

características de la muestra estratificada determinada en la Tabla 3.8., y haber realizado las pruebas correspondientes se obtienen los siguientes resultados.

3.1.3 RESULTADOS DE PRUEBAS DE RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO EN AV-DC.

Al realizar las pruebas en AV-DC, al sistema de aislamiento de la muestra de los transformadores trifásicos de distribución que ingresaron al Laboratorio de Transformadores (Tabla 3.8.) durante el periodo de pruebas correspondiente, se obtienen los resultados, correspondientes a la resistencia DC y D.A.R. (Tabla 3.10.) entre los lados de: alto y bajo voltaje, alto voltaje y tierra, y bajo voltaje y tierra; de los transformadores probados.

Tabla 3.10. Resultados de pruebas de AV-DC aplicadas a los transformadores trifásicos de distribución de la muestra estratificada. (Elaboración propia).

Muestra	Potencia Nominal (kVA)	R _{Hx} (GΩ)	R _{Ht} (GΩ)	R _{xt} (GΩ)	DAR _{Hx}	DAR _{Ht}	DAR _{xt}
1	75	22,5	19,2	9,9	1,52	1,43	1,46
2	100	20,1	13,4	7,1	1,24	1,36	1,29
3	112,5	22,3	15,4	7,4	1,12	1,36	1,47
4	150	16,1	12,8	4,9	1,34	1,38	1,28
5	75	230	197,1	99,1	1,3	1,54	1,26
6	500	27,8	19,3	17,8	1,49	1,43	1,49
7	2000	82,2	1,44	4,1	1,36	1,55	1,33
8	250	32,4	23,1	18,6	1,27	1,56	1,41
9	250	42,6	28,7	22,4	1,41	1,52	1,59
10	160	233	186,4	91,8	1,37	1,26	1,34
11	500	21	11,6	12,2	1,77	1,38	1,61
12	125	13,5	11,8	6,1	1,39	1,33	1,42
13	100	15,3	12,4	8,3	1,58	1,45	1,45
14	400	65,6	39,7	20,8	1,3	1,33	1,35
15	630	212	190,3	89,9	1,49	1,25	1,19
16	50	123	71	73,9	1,37	1,24	1,29
17	250	23,8	21,8	21,6	1,27	1,43	1,46
18	150	49,8	35,3	27,8	1,41	1,44	1,37
19	50	36,9	32,3	14,4	1,24	1,18	1,23

20	250	70,6	52,6	46,8	1,27	1,22	1,14
21	100	221,6	153,8	96,9	1,36	1,24	1,42
22	112,5	43,8	32,2	20,2	1,41	1,31	1,38
23	125	161,3	88,8	114,2	1,34	1,18	1,11
24	100	101,2	69,9	58,3	1,41	1,3	1,11
25	500	41,4	34,5	27,1	1,38	1,32	1,53
26	1000	35,5	23,3	18,2	1,53	1,39	1,49
27	200	73,9	62,8	52,7	1,49	1,23	1,3
28	200	79	57,8	54,9	1,37	1,15	1,24
29	112,5	59,9	39,6	24,4	1,53	1,29	1,57
30	125	9,7	6,5	4,6	1,23	1,18	1,26
31	125	39	26,6	17,7	1,39	1,28	1,33
32	100	48,8	92,8	36,5	1,05	1,32	1,3
33	125	10,4	5,9	5,5	1,38	1,29	1,34

De acuerdo con el trabajo “Método de Óptimo Análisis para Pruebas de Resistencia de Aislamiento de Transformadores de Potencia”, consultado en [38], de una muestra de pruebas realizadas a 237 unidades de una población total de 529 transformadores eléctricos, se tienen los valores característicos resumidos en las Tablas 3.11. y 3.12., dichos valores toman en cuenta variables como el tiempo de uso de un transformador, razón por la cual se contrastarán con las resistencias de aislamiento obtenidas en el presente trabajo.

Tabla 3.11. Valores característicos de resistencia DC, en el sistema de aislamiento entre lado de AV y BV, de transformadores según su tiempo de funcionamiento. [38].

Calificación	Tiempo de uso < 10 años (MΩ)	10 años < Tiempo de uso < 20 años (MΩ)	Tiempo de uso > 20 años (MΩ)
Excelente	$R_{Hx} > 41,74$	$R_{Hx} > 20,09$	$R_{Hx} > 13,23$
Bueno	$20,11 < R_{Hx} < 41,75$	$12,36 < R_{Hx} < 20,09$	$6,74 < R_{Hx} < 13,23$
Regular	$15,14 < R_{Hx} < 20,11$	$8,65 < R_{Hx} < 12,36$	$4,97 < R_{Hx} < 6,74$
Pobre	$5,37 < R_{Hx} < 15,14$	$3,32 < R_{Hx} < 8,67$	$2,05 < R_{Hx} < 4,97$
Muy Pobre	$R_{Hx} < 5,37$	$R_{Hx} < 3,32$	$R_{Hx} < 2,05$

Tabla 3.12. Valores característicos de resistencia DC, en el sistema de aislamiento entre lado de AV o BV y tierra, de transformadores según su vida útil [38].

Calificación	Tiempo de uso < 10 años (MΩ)	10 años < Tiempo de uso < 20 años (MΩ)	Tiempo de uso > 20 años (MΩ)
Excelente	$R > 24,1$	$R > 11,6$	$R > 7,64$
Bueno	$11,61 < R < 24,1$	$7,14 < R < 11,6$	$3,89 < R < 7,64$
Regular	$8,74 < R < 11,61$	$5,01 < R < 7,14$	$2,87 < R < 3,89$
Pobre	$3,1 < R < 8,74$	$1,92 < R < 5,01$	$1,18 < R < 2,87$
Muy Pobre	$R < 3,10$	$R < 1,92$	$R < 1,18$

Se aprecia que los resultados obtenidos, de las mediciones de resistencia DC aplicadas a la muestra obtenida, cumplen los criterios planteados, indicando un aparente buen estado de aislamiento en las unidades probadas, incluso en aquellas que tienen un tiempo de uso largo y están cercanas al cumplimiento de su vida útil.

Basándose en los criterios de la Tabla 1.3. de la Sección 1.3 del Capítulo 1 del presente documento, se observa que existen relaciones dieléctricas de absorción bajas para ciertas partes del sistema de aislamiento de las siguientes unidades:

Tabla 3.13. Diagnóstico de prueba DAR para elementos que no presentaron valores aceptables.

Nº	Potencia (kVA)	V. P. (kV)	DAR _{Hx}	DAR _{Ht}	DAR _{xt}	Uso (Años)	Diagnóstico
2	100	6	1,24	1,36	1,29	9	Sistema Hx Dudoso
3	112,5	22,86	1,12	1,36	1,47	28	Sistema Hx Dudoso
15	630	22,86	1,49	1,25	1,19	0	Sistema xt Dudoso
16	50	22,86	1,37	1,24	1,29	3	Sistema Ht Dudoso
19	50	6	1,24	1,18	1,23	11	Sistemas Ht y xt Dudosos
20	250	22,86	1,27	1,22	1,14	17	Sistema Ht Dudoso
21	100	6	1,36	1,24	1,42	4	Sistema Ht Dudoso
23	125	22,86	1,34	1,18	1,11	0	Sistemas Ht y xt Dudosos
24	100	6	1,41	1,3	1,11	1	Sistema xt Dudoso
27	200	6	1,49	1,23	1,3	0	Sistema Ht Dudoso
28	200	6	1,37	1,15	1,24	0	Sistemas Ht y xt Dudosos
30	125	22,86	1,23	1,18	1,26	11	Sistema Ht Dudoso

32	100	22,86	1,05	1,32	1,3	4	Sistema Hx Pobre
----	-----	-------	------	------	-----	---	------------------

Se puede apreciar que, aunque los valores de resistencia DC de aislamiento para las diferentes partes del sistema de aislamiento de los transformadores indicados fueron aceptables, los valores de DAR (relación dieléctrica de absorción) para ciertas partes del sistema de aislamiento de las unidades de la muestra indican un sistema de aislamiento pobre o dudoso. 13 unidades, de las 33 pertenecientes a la muestra, mostraron deficiencias en la prueba de DAR (Valores inferiores a un DAR de 1,25 Tabla 2.3. [14]), de las cuales 8 unidades pertenecen a equipos de medio uso o de uso prolongado y 5 unidades pertenecen a equipos nuevos o de poco uso; en el primer grupo estos valores de DAR se justifican debido al uso normal al que están sometidos los equipos, en el segundo grupo estos valores de DAR que indican se realice una investigación más detallada, pueden deberse a condiciones de humedad en el almacenamiento y transporte de los equipos.

3.1.4 RESULTADOS DE PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO.

Los resultados de las pruebas de factor de potencia (FP/FD) son procesados por la unidad de control del equipo DELTA 4000 y enviados a un computador, el cual permite visualizar los mismos y aplicar las correcciones de temperatura y humedad pertinentes, para fines de comparación se realiza correcciones de temperatura a 20° C. Al aplicar la prueba de FP/FD a los 33 transformadores de la muestra determinada se obtienen los resultados de factor de potencia y capacitancias equivalentes del sistema de aislamiento, resumidas en la Tabla 3.14.:

Tabla 3.14. Resultados de Capacitancia y PF de pruebas de factor de potencia.
(Elaboración propia).

Muestra	fp_{HL} (%)	fp_{HG} (%)	fp_{LG} (%)	C_{HL} (pF)	C_{HG} (pF)	C_{LG} (pF)
1	1,01	1,08	0,68	872,93	645,24	1879,49
2	0,15	0,74	1,28	713,08	1001	1443,12

3	0,56	1,37	0,91	1105,22	500,98	2162,36
4	0,62	1,36	1,15	1749,86	677,52	1285,22
5	0,56	1,25	1,57	1871,33	596,3	1723,8
6	0,75	0,75	0,8	5938,22	826,43	3274,72
7	0,74	0,98	0,76	3650,49	2832,3	5600,94
8	0,52	0,45	0,35	3321,53	804,01	2934,81
9	0,68	1,23	53,4	1808,18	631,34	159,62
10	0,45	0,51	0,45	1345,22	806,02	2401,68
11	0,1	1,68	0,99	2311,67	1490,99	4276,33
12	1,49	1,07	0,57	1172,23	677,82	1722,15
13	0,49	0,38	0,37	1022,45	561,94	1609,66
14	0,57	1,29	0,76	3864,12	984,64	2351,74
15	0,33	0,54	0,44	1651,03	734,51	2499,94
16	0,77	0,8	0,51	1732,1	809,61	2094,95
17	0,52	0,5	0,28	3374,24	1551,13	2665,7
18	0,79	0,85	0,54	2931,05	786,34	1843,04
19	0,63	0,69	0,33	1139,94	406,7	1464,33
20	0,41	0,68	0,41	3699,12	2045,66	3038,2
21	0,28	0,43	0,28	1150,99	908,86	1665,45
22	0,33	0,31	0,29	1527,52	538,49	1344,49
23	0,23	1,45	0,55	1637,18	897,21	2307,84
24	0,37	0,84	0,89	1103,8	907,96	1627,73
25	0,5	0,79	0,62	4885,53	1418,71	3266,85
26	0,51	0,64	0,71	5590,92	831,32	2331,34
27	0,71	0,59	0,38	3098,27	1206,81	3936,66
28	0,66	0,56	0,36	2853,72	1286,06	3378,77
29	0,42	2	1,95	1680,58	487,79	1314,79
30	0,92	2,31	1,08	1610,26	588,45	1210,12
31	1,16	1,61	1,08	1361,6	740,98	1184,34
32	0,5	0,83	0,33	1179,16	794,87	1518,34
33	0,9	1,14	0,49	2942,89	687,99	2399,86

Realizando una comparación entre los resultados recomendados para pruebas de factor de potencias según la Norma IEEE 62 (Tabla 3.15.) de valores aceptables de factor de potencia para transformadores de potencia nuevo y usados, y los resultados de pruebas

de factor de potencia obtenidos en la muestra del presente trabajo (que son resumidos en la Tabla 3.14.), se procede a realizar un diagnóstico de los equipos probados.

Tabla 3.15. Valores Recomendados de diagnóstico para pruebas en transformadores, según la norma IEEE 62 [39].

Prueba	Transformador Nuevo	Transformador Envejecido por Servicio
Factor de Potencia	<0,5%	<2%
Gases Totales disueltos	<0,5%	<0,8%
Contenido de Humedad	<10ppm	<15ppm
Relación de Transformación	0,5% de tolerancia del dato de placa	0,5% de tolerancia del dato de placa

Se aprecia que el sistema de aislamiento en varios equipos probados presenta valores que sobrepasan los valores recomendados por la norma IEEE 62 [39], como se indica a continuación en las Tablas 3.16., 3.17. y 3.18., que corresponden a los diagnósticos de los valores del factor de potencia de los sistemas de aislamiento entre lado de AV y tierra, AV y BV, y BV y tierra; de los equipos probados en la muestra, estos resultados de diagnósticos se clasifican en equipos nuevos, de poco uso (1 a 10 años), medio uso (10 a 20 años) y uso prolongado o cercanos a cumplir su vida útil (20 años en adelante).

Tabla 3.16. Diagnóstico mediante prueba de FP/FD, aplicada a transformadores trifásicos de distribución nuevos. (Elaboración propia).

Nº	S (kVA)	V.P. (kV)	fp_{HL} (%)	Diagnóstico fp_{HL}	fp_{HG} (%)	Diagnóstico fp_{HG}	fp_{LG} (%)	Diagnóstico fp_{LG}
4	150	22,86	0,62	Investigar	1,36	Investigar	1,15	Investigar
5	75	22,86	0,56	Investigar	1,25	Investigar	1,57	Investigar
6	500	6	0,75	Investigar	0,75	Investigar	0,8	Investigar
7	2000	22,8	0,74	Investigar	0,98	Investigar	0,76	Investigar
10	160	6	0,45	Buen Estado	0,51	Investigar	0,45	Buen Estado
11	500	6	0,1	Buen Estado	1,68	Investigar	0,99	Investigar
14	400	22,86	0,57	Investigar	1,29	Investigar	0,76	Investigar
15	630	22,86	0,33	Buen Estado	0,54	Investigar	0,44	Buen Estado
17	250	22,86	0,52	Investigar	0,5	Buen Estado	0,28	Buen Estado

23	125	22,86	0,23	Buen Estado	1,45	Investigar	0,55	Investigar
24	100	6	0,37	Buen Estado	0,84	Investigar	0,89	Investigar
25	500	22,86	0,5	Buen Estado	0,79	Investigar	0,62	Investigar
26	1000	22,86	0,51	Investigar	0,64	Investigar	0,71	Investigar
27	200	6	0,71	Investigar	0,59	Investigar	0,38	Buen Estado
28	200	6	0,66	Investigar	0,56	Investigar	0,36	Buen Estado
29	112,5	22,86	0,42	Buen Estado	2	Investigar	1,95	Investigar
33	125	22,86	0,9	Investigar	1,14	Investigar	0,49	Buen Estado

Se puede apreciar que 11 equipos nuevos de la muestra analizada presentan un valor menor o igual a 0.5% de factor de potencia (valor recomendado por la norma IEEE 62 [39] para equipos nuevos) y solo en ciertas partes del sistema de aislamiento, el resto de equipos presentan un valor de factor de potencia menor o igual al 2%, la norma IEEE 62 [39] sugiere investigar las causas de este valor, que pueden ser causado por: materiales que tienen un alto factor de potencia inherentes a su composición, presencia de humedad en el sistema de aislamiento ó algún daño en el aislamiento durante el proceso de envío [39].

Tabla 3.17. Diagnóstico mediante prueba de FP/FD, aplicada a transformadores trifásicos de distribución de poco uso (1 a 10 años). (Elaboración propia).

Nº	S (kVA)	V.P. (kV)	Uso (Años)	fp_{HL} (%)	Diagnóstico fp_{HL}	fp_{HG} (%)	Diagnóstico fp_{HG}	fp_{LG} (%)	Diagnóstico fp_{LG}
2	100	6	9	0,15	Buen Estado	0,74	Investigar	1,28	Investigar
12	125	22,86	3	1,49	Investigar	1,07	Investigar	0,57	Investigar
16	50	22,86	3	0,77	Investigar	0,8	Investigar	0,51	Investigar
18	150	22,86	10	0,79	Investigar	0,85	Investigar	0,54	Investigar
21	100	6	4	0,28	Buen Estado	0,43	Buen Estado	0,28	Buen Estado
31	125	22,86	7	1,16	Investigar	1,61	Investigar	1,08	Investigar
32	100	22,86	4	0,5	Buen Estado	0,83	Investigar	0,33	Buen Estado

Se puede observar que para transformadores que han estado en servicio poco tiempo (Entre 1 y 10 años) los valores de factor de potencia son similares a los valores encontrados en pruebas a equipos nuevos, en particular en la muestra seleccionada ningún valor de factor de potencia sobrepasa el 1.49%, tomando en cuenta que en [14] se indica que un valor adecuado de factor de potencia del aislamiento para transformadores de distribución

puede ser de hasta 2%, se estima un buen estado del sistema de aislamiento en la muestra obtenida al momento de efectuar las pruebas de FP/FD, para realizar un análisis de la velocidad de degradación del sistema de aislamiento sería necesario contar con mediciones de años anteriores de los mismos equipos, por lo que ese tipo de análisis sale del alcance propuesto en el presente trabajo.

Tabla 3.18. Diagnóstico mediante prueba de FP/FD, aplicada a transformadores trifásicos de distribución de medio uso (10 a 20 años). (Elaboración propia).

Nº	S (kVA)	V.P. (kV)	Uso (Años)	$f_{p_{HL}}$ (%)	Diagnóstico $f_{p_{HL}}$	$f_{p_{HG}}$ (%)	Diagnóstico $f_{p_{HG}}$	$f_{p_{LG}}$ (%)	Diagnóstico $f_{p_{LG}}$
8	250	22,86	17	0,52	Investigar	0,45	Buen Estado	0,35	Buen Estado
19	50	6	11	0,63	Investigar	0,69	Investigar	0,33	Buen Estado
20	250	22,86	17	0,41	Buen Estado	0,68	Investigar	0,41	Buen Estado
30	125	22,86	11	0,92	Investigar	2,31	Mal Estado	1,08	Investigar

Para transformadores trifásicos de distribución de medio uso, se tiene que en la mayoría de pruebas realizadas los valores de factor de potencia se encuentran menores al 2%, indicando un sistema aceptable de aislamiento, sin embargo el factor de aislamiento entre el lado de AV y tierra de la muestra número 30, de 125 kVA, voltaje primario de 22,86 kV y con 11 años de servicio al momento de realizar la prueba de FP/FD es superior al 2%, esto es un indicativo que una parte del sistema de aislamiento mencionado se encuentra contaminado, al tener más de 10 años de uso, es probable que partículas de carbón o humedad hayan incrementado el valor del factor de potencia entre el lado de AV y tierra; adicionalmente para esta muestra se obtuvo que con la prueba de DAR en DC se tuvo un valor de 1,18, por lo cual se estima que dicho transformador requiere de mantenimiento, como limpieza del sistema del transformador, cambio de aceite y de ser necesario secado del transformador, esto debido a que apenas ha estado 11 años en servicio y aún se puede obtener provecho de su vida útil.

Tabla 3.19. Diagnóstico mediante prueba de FP/FD, aplicada a transformadores trifásicos de distribución de uso prolongado (más de 20 años). (Elaboración propia).

Nº	S (kVA)	V.P. (kV)	Uso (Años)	$f_{p_{HL}}$ (%)	Diagnóstico $f_{p_{HL}}$	$f_{p_{HG}}$ (%)	Diagnóstico $f_{p_{HG}}$	$f_{p_{LG}}$ (%)	Diagnóstico $f_{p_{LG}}$
1	75	22,8	25	1,01	Investigar	1,08	Investigar	0,68	Investigar
3	112,5	22,86	28	0,56	Investigar	1,37	Investigar	0,91	Investigar
9	250	22,8	32	0,68	Investigar	1,23	Investigar	53,4	Mal Estado
13	100	6	23	0,49	Buen Estado	0,38	Buen Estado	0,37	Buen Estado
22	112,5	6	22	0,33	Buen Estado	0,31	Buen Estado	0,29	Buen Estado

En las pruebas realizadas a transformadores, que han cumplido periodos prolongados de trabajo (más de 20 años), se encuentra que 2 equipos muestran un valor menor al 0.5% de factor de potencia en todo su sistema de aislamiento (reflejando un buen estado del sistema de aislamiento siendo comparables a un equipo nuevo según la norma IEEE 62 [39]), estos equipos llevan poco más de 20 años de servicio al momento de realizar la prueba por lo que se estima que su aislamiento se encuentra en buen estado y de excelente calidad, la mayoría de resultados están debajo del 2% de factor de potencia, valor que la norma IEEE 62 [39] recomienda para equipos que ya han estado en uso; sin embargo la muestra número 9 correspondiente a un valor de potencia de 250 kVA, voltaje primario de 22,8 kV y 32 años de servicio presenta un valor extremo de 53,4% de factor de potencia, mismo que indica una baja calidad en el sistema de aislamiento entre el lado de bajo voltaje y tierra del transformador, este valor puede deberse a altas presencias de contaminantes en el sistema de aislamiento, debido a que el equipo probablemente ya cumplió su vida útil se recomendaría el retiro del mismo.

En base a los resultados en las pruebas realizadas, se puede determinar estimadores medios de los estratos de equipos nuevos en los que se obtuvo la muestra estratificada, como se indicó en la Sección 1.3., perteneciente al Capítulo 1 del presente trabajo, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 3.20. Valores medios de los resultados de la prueba de FP/FD, aplicada a la muestra obtenida de transformadores de distribución nuevos. (Elaboración propia).

Estrato	n	Valor medio de PF de cada estrato			$\frac{n_h}{n}$	$\frac{nh}{n} \overline{fp_{HL}}$	$\frac{nh}{n} \overline{fp_{HG}}$	$\frac{nh}{n} \overline{fp_{LG}}$
		fp_{HL} (%)	fp_{HG} (%)	fp_{LG} (%)				
Estrato 1	1	0,560	1,250	1,570	0,059	0,033	0,074	0,092
Estrato 2	6	0,498	1,217	0,913	0,353	0,176	0,429	0,322
Estrato 3	3	0,630	0,550	0,340	0,176	0,111	0,097	0,060
Estrato 4	4	0,480	1,128	0,793	0,235	0,113	0,265	0,186
Estrato 5	1	0,330	0,540	0,440	0,059	0,019	0,032	0,026
Estrato 6	1	0,510	0,640	0,710	0,059	0,030	0,038	0,042
Estrato 7	1	0,740	0,980	0,760	0,059	0,044	0,058	0,045

Tabla 3.21. Valores de los estimadores medios estratificados de los resultados de la prueba de FP/FD aplicada a la muestra de transformadores trifásicos de distribución nuevos. (Elaboración propia).

Estimador de la media estratificado		
fp_{HL} (%)	fp_{HG} (%)	fp_{LG} (%)
0,526	0,992	0,774

Los resultados brindados por el equipo Delta 4000 no solo se limitan al factor de potencia, sino también a la posibilidad de revisar la cantidad de pérdidas dieléctricas en el sistema de aislamiento, estas pérdidas dependen en su mayoría del voltaje aplicado al aislamiento, por lo que no existen normas que recomienden valores adecuados de pérdidas, y adicionalmente variaran según el nivel de voltaje aplicado, sin embargo para voltajes de prueba aplicados de 10 kV y 6 kV según el equipo probado se tienen los siguientes resultados:

Tabla 3.22. Resultados de pérdidas dieléctricas obtenidas mediante pruebas de factor de potencia, aplicadas a la muestra dada. (Elaboración propia).

Muestra	Pérdidas Dieléctricas HL (W)	Pérdidas Dieléctricas HG (W)	Pérdidas Dieléctricas LG (W)
1	0,3179	0,2508	0,0001
2	0,0144	0,0999	0,0001
3	0,2345	0,2616	0,0001

4	0,4237	0,3587	0,0012
5	0,3839	0,2745	0,0005
6	0,5728	0,0801	0,0004
7	1,04	1,0705	1,627
8	0,6009	0,1254	0,0001
9	0,4337	0,2728	0,0015
10	0,0863	0,0585	0,0001
11	0,0284	0,3161	0,0001
12	0,6667	0,278	0,0001
13	0,069	0,0299	0,001
14	0,7877	0,4599	0,0001
15	0,2053	0,1479	0,0002
16	0,4813	0,2299	0,0001
17	0,9872	0,4404	0,0001
18	0,8849	0,2514	0,0001
19	0,1038	0,0403	0,0001
20	0,5896	0,5324	0,0001
21	0,0453	0,0542	0,0001
22	0,0716	0,0238	0,0001
23	0,1523	0,5279	0,0001
24	0,0594	0,1111	0,0001
25	0,8687	0,4019	0,0001
26	1,0648	0,2001	0,0002
27	0,2925	0,0936	0,0001
28	0,2703	0,1034	0,0001
29	0,2549	0,3562	0,0001
30	0,5614	0,5095	0,0001
31	0,5431	0,4109	0,0001
32	0,2025	0,2281	0,0001
33	0,9126	0,2691	0,0001

Como se mencionó no existen referencias para evaluar estas pruebas, sin embargo, para pruebas de transformadores de 125 kVA y 22,86 kV de voltaje primario se tienen muestras que tienen varios años en funcionamiento, por lo que se analiza las pérdidas que estos

equipos presentan, para este nivel de voltaje el voltaje aplicado en la prueba de factor de potencia es de 10 kV.

Tabla 3.23. Variación de pérdidas dieléctricas en transformadores de 125 kVA, 22,86 kV y diferentes años de trabajo. (Elaboración propia).

Nº Muestra	Tiempo de Uso (Años)	Potencia Nominal (kVA)	Voltaje Primario (kV)	Pérdidas Dieléctricas en el Aislamiento con Prueba de FP/FD a 10 kV (W)
23	0	125	22,86	0,6803
12	3	125	22,86	0,9448
31	7	125	22,86	0,9541
30	11	125	22,86	1,071

Debido a que los equipos son de características similares y tienen distintos años de vidas útil se realiza una comparación de sus pérdidas como indica la Figura 3.2.:

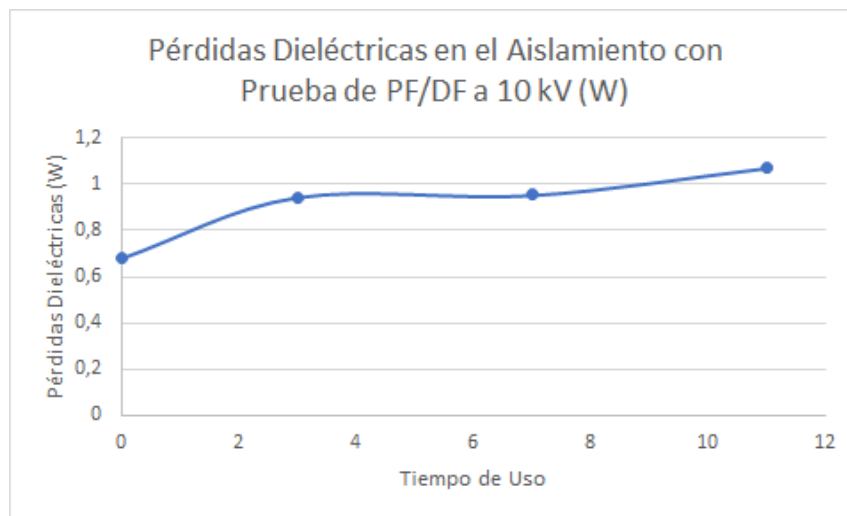


Figura 3.2. Pérdidas dieléctricas obtenidas en prueba de FP/DF a 10 kV, realizada a equipos de 125 kVA y 22,86 kV de características similares pero distintos tiempos en uso. (Elaboración propia).

Se observa los equipos medidos que tienen un tiempo de uso mayor van incrementando el valor de las pérdidas dieléctricas en el sistema de aislamiento obtenidas por la medición de la prueba de FP/DF, este comportamiento sería el esperado si se realizan mediciones en el mismo transformador, pero en diferentes años de servicio.

Respecto a los valores de capacitancias registradas mediante pruebas de FP/FD del sistema de aislamiento de los transformadores trifásicos de distribución medidos (Tabla 3.14.) no hay valores de norma que estimen que valores de capacitancia son adecuados o aceptables, sin embargo uno de los objetivos del presente trabajo es determinar si existe alguna correlación entre estas variables dieléctricas y otras características del transformador como: potencia, años de servicio, niveles de voltaje, volumen de aceite dieléctrico, etc., con este fin se realizará un análisis estadístico multivariable, el cual permite cuantificar la correlación entre variables independientes (características del transformador) y una variable dependiente (variables dieléctricas).

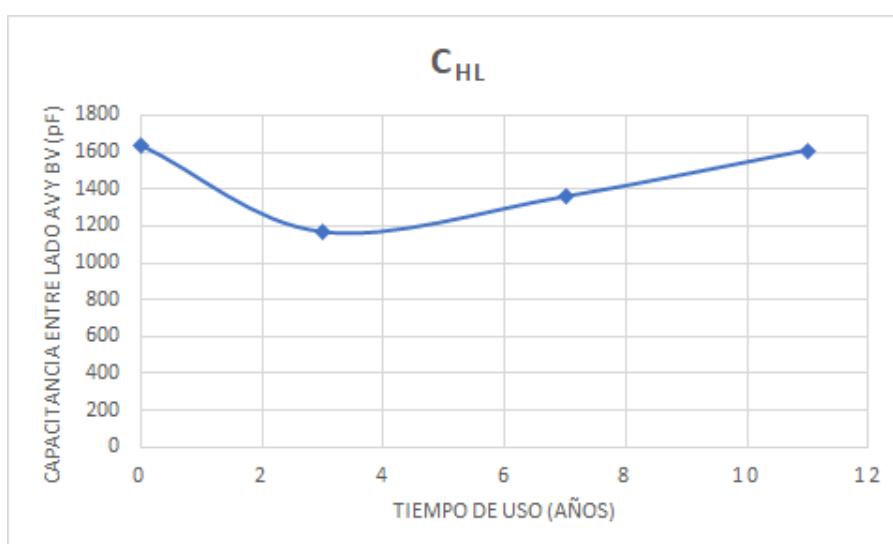


Figura 3.3. Valores de Capacitancias en el sistema de aislamiento entre el lado de AV y BV, obtenidas en prueba de FP/FD a 10 kV, realizada a equipos de 125 kVA y 22,86 kV de características similares pero distintos tiempos en uso. (Elaboración propia).

Se puede apreciar que para los transformadores de 125 kVA y 22,86 kV existe una disminución en la capacitancia equivalente del aislamiento entre el lado de AV y BV, esto se puede explicar debido al desgaste o presencia de agentes contaminantes en el aislamiento, que disminuyen las propiedades dieléctricas del mismo, sin embargo, las variaciones de esta capacitancia en los transformadores con distintos años de uso a los cuales se les sometió a la prueba de FP/FD es poca, esto se explica debido a que el sistema de aislamiento entre devanados comprende más elementos que otras partes del mismo. A

continuación, se analizará la variación de la capacitancia equivalente al sistema de aislamiento entre el lado de AV y tierra y BV y tierra.

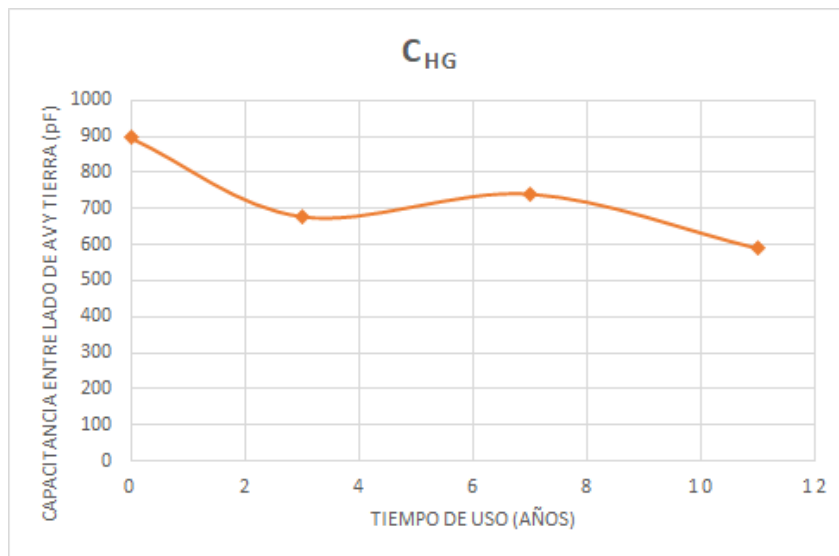


Figura 3.4. Valores de Capacitancias en el sistema de aislamiento entre el lado de AV y Tierra, obtenidas en prueba de FP/FD a 10 kV, realizada a equipos de 125 kVA y 22,86 kV de características similares pero distintos tiempos en uso. (Elaboración propia).

La capacitancia entre el lado de alto voltaje y tierra tiene una disminución mayor a lo largo del tiempo que la capacitancia entre el lado de AV y BV, esto se puede explicar debido al desgaste del sistema de aislamiento, la presencia de partículas contaminantes y presencia de humedad debido a condiciones de operación.

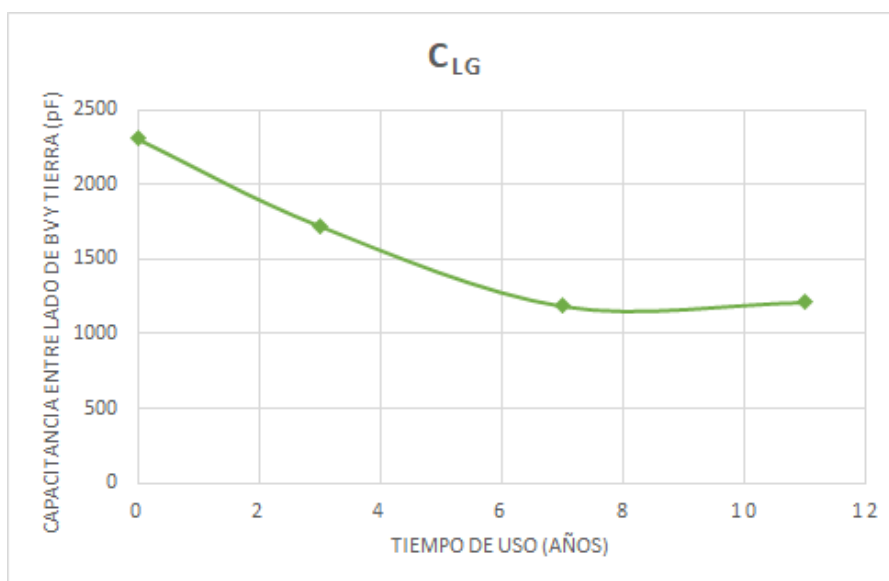


Figura 3.5. Valores de Capacitancias en el sistema de aislamiento entre el lado de BV y Tierra, obtenidas en prueba de FP/FD a 10 kV, realizada a equipos de 125 kVA y 22,86 kV de características similares pero distintos tiempos en uso. (Elaboración propia).

La degradación del aislamiento en el lado de BV y tierra es rápida similar al caso anterior, esto se puede explicar porque el sistema de aislamiento para el lado de BV y tierra se diseña para un menor esfuerzo dieléctrico.

3.3 TRATAMIENTO DE DATOS DE LAS MEDICIONES OBTENIDAS

3.1.5 INTRODUCCIÓN

Para estudiar el comportamiento y correlación de las variables dieléctricas obtenidas en las mediciones de la prueba de factor de potencia (capacitancias equivalentes del sistema de aislamiento) y las características eléctricas y de operación los transformadores probados (potencia, años de trabajo, nivel de voltaje primario, volumen de aceite dieléctrico, BIL) se procederá a realizar un análisis estadístico multivariable, en específico una regresión lineal múltiple esto debido a que este modelo permite cuantificar el grado de correlación entre las variables independientes (características eléctricas y de operación) y las variables dependientes (capacitancias equivalentes obtenidas de las pruebas dieléctricas realizadas). Para realizar este análisis se selecciona un 85% de los datos disponibles para la creación del modelo de regresión y 15% de datos para la validación del modelo a obtener estos números se seleccionan en base a la cantidad de datos disponibles que para el presente trabajo corresponde las características y resultados de las pruebas efectuadas a los transformadores eléctricos que ingresaron al Laboratorio de Transformadores de la EEQSA durante el periodo de pruebas, los datos de pruebas que se usarán para la validación del modelo se seleccionan mediante un sorteo sin repetición mediante números aleatorios generados en MATLAB como se indica a continuación:

```

clc
filename = 'sorteopruebas.xlsx';
rng('default'); % el generador de números aleatorios de MATLAB se
configura a valores default para que exista reproducibilidad de los
resultados obtenidos
A = round(33*rand(33,1)+1); %Se seleccionan números aleatorios entre 1 y
33
xlswrite(filename,A) %Se exportan los números generados

```

Figura 3.6. Programa para sorteo de unidades de entrenamiento y prueba. (Elaboración propia).

Se generan números al azar entre 1 y 33 porque estos números representan los 33 transformadores a los cuales se les realizaron las respectivas pruebas, estos números generados se exportan a Excel donde se filtran en el caso de generarse número aleatorios repetidos, debido a que este es un sorteo sin repetición, y se asignan el número de muestra al número aleatorio correspondiente (1 a 33), los 5 primeros números obtenidos se usan como el 15% de datos () para validación del modelo de regresión lineal múltiple a obtener.

Tabla 3.24. Sorteo de números aleatorios para selección de datos de validación para los modelos de regresión lineal múltiple a obtener . (Elaboración propia).

Número Aleatorio	Número Validación
27	1
30	2
4	3
21	4
3	5

El resto de los 28 datos se usarán para construcción, entrenamiento y tratamiento de datos del modelo de regresión lineal múltiple.

3.1.6 ANÁLISIS DE LOS DATOS OBTENIDOS CON UN MODELO DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

En base a los resultados obtenidos en las pruebas de factor de potencia, aplicadas a la muestra seleccionada, se procede a realizar un análisis de las capacitancias medidas asociadas al aislamiento entre devanado primario y secundario, primario y tierra y entre

secundario y tierra (Figura 3.7.), esto debido a que estas son útiles dentro de los modelos de transformadores cuando se requieren estudios de fenómenos transitorios, como, por ejemplo: maniobras de energización y desenergización, fallas, etc. Uno de los objetivos del presente trabajo es registrar los valores medidos de estas capacitancias, así como determinar si existe alguna correlación de estas con otras características del transformador, como sus datos de placa y características eléctricas.

Para analizar el comportamiento y correlación de estas variables dieléctricas con respecto a las características eléctricas y datos de placa de los transformadores probados, se realizará un análisis estadístico multivariable, en específico una regresión múltiple lineal. Se selecciona este tipo de análisis debido a que este permite: construir modelos empíricos en base a las mediciones realizadas, y probar la hipótesis de que las capacitancias asociadas al sistema de aislamiento de un transformador dependen parámetros y características eléctricas del mismo.

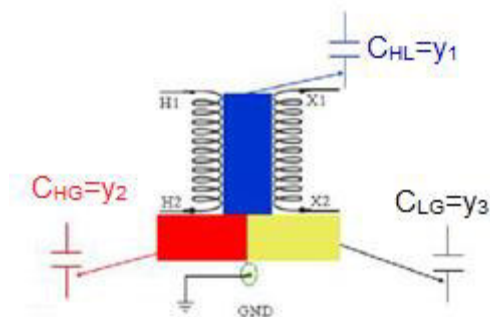


Figura 3.7. Capacitancias Equivalentes del sistema de aislamiento. (Elaboración propia).

Para realizar la construcción de la regresión lineal se toman en cuenta las variables de entrada y salida como indica la Tabla 3.25., y se aplica la Ecuación 2.13, explicada en la sección 2.4.2 (Modelo de Regresión Lineal), del Capítulo 2 del presente trabajo, se utilizan los 28 datos seleccionados en el sorteo para la construcción de la regresión y los 5 datos seleccionados (Tabla 3.24.) para la validación de los modelos de regresión construidos.

Tabla 3.25. Variables usadas para la construcción del modelo de regresión lineal .
(Elaboración propia).

Nombre de la Variable		Representación de la Variable
Entradas	Tiempo de Uso (Años)	X ₁
	Peso (kg)	X ₂
	Volumen de Aceite Dieléctrico(kg)	X ₃
	Impedancia de CC (Ω)	X ₄
	Potencia (kVA)	X ₅
	Voltaje Primario (kV)	X ₆
	BIL (kVA)	X ₇
Salidas	C _{HL} (pF)	y ₁
	C _{HG} (pF)	y ₂
	C _{LG} (pF)	y ₃

Las Ecuaciones 3.4, 3.5 y 3.6 corresponden respectivamente a la relación entre las capacitancias entre el lado de AV y BV, AV y tierra y BV y tierra y las características eléctricas de los transformadores probados.

$$y_1 = 1783,04 - 50,59x_1 + 1,12x_2 - 6,12x_3 - 4,75x_4 + 5,33x_5 + 45,24x_6 + 0,85x_7 \quad (3.4)$$

$$y_2 = 610,49 - 6,06x_1 + 1,24x_2 - 1,24x_3 - 1,79x_4 - 2,3x_5 + 11,11x_6 - 0,96x_7 \quad (3.5)$$

$$y_3 = 2209,32 - 39,43x_1 + 1,66x_2 - 2,54x_3 + 0,04x_4 - 1,03x_5 - 23,13x_6 - 0,79x_7 \quad (3.6)$$

Para la validación de los modelos obtenidos con la regresión lineal, se procede a evaluar el error relativo entre: las capacitancias medidas en la prueba de factor de potencia de las pruebas de validación y las capacitancias teóricas de los modelos como indica la Tabla 3.26.:

Tabla 3.26. Errores de los modelos de regresión lineal obtenidos. (Elaboración propia).

Nº Muestra	Capacitancias Medidas (pF)			Capacitancias Regresión (pF)			Error Relativo (%)		
	CHL	CHG	CLG	y1	y2	y3	CHL	CHG	CLG
27	3098,27	1206,81	3936,66	2168,47	1084,98	2791,15	30,010	10,095	29,098
30	1610,26	588,45	1210,12	2095,69	541,91	1531,39	30,146	7,908	26,549
4	1749,86	677,52	1285,22	2677,09	653,16	1922,08	52,989	3,595	49,553
21	1150,99	908,86	1665,45	1963,98	777,97	2206,26	70,634	14,401	32,472
3	1105,22	500,98	2162,36	1922,65	937,13	1417,31	73,960	87,059	34,455

Se puede apreciar que los errores para el conjunto de datos de validación superan el 30% en muchos casos, esto se debe a que la relación entre las variables de entrada (características eléctricas y de operación) y salida (capacitancias equivalentes del aislamiento medidas) tienen una relación no lineal, motivo por el cual es necesario el uso de otras técnicas para tratamiento de datos. Como se explicó en los capítulos 1 y 2 una de las herramientas que permiten construir modelos de cajas negras conociendo solo las entradas y salidas de dichos modelos, son las redes neuronales; motivo por el cual el análisis de los datos obtenidos se realizará con las mismas.

3.4 RESULTADOS DE MODELOS DE REDES NEURONALES OBTENIDOS

El modelo de regresión lineal construido en base a los datos obtenidos en las mediciones de la prueba de factor de potencia, indica que existe una relación entre las características eléctricas y las variables dieléctricas medidas, en la muestra de transformadores de distribución, sin embargo este modelo presenta errores elevados, lo cual indica que la naturaleza de la relación de las variables mencionadas es no lineal, motivo por el cual se procede a realizar un análisis de estas variables con redes neuronales, usando como entradas las características eléctricas y datos de placa de los transformadores y como salidas las capacitancias medidas. Como se indica en las Figuras 3.8. y 3.9.:

```
1 - x = data';
2 - t = data_1';
3 - trainFcn = 'trainlm'; % Algoritmo de Levenberg-Marquardt
4 - % Creación de la Red Neuronal
5 - hiddenLayerSize = 10;
6 - net = fitnet(hiddenLayerSize,trainFcn);
7 - % División de datos de entrenamiento, validación y prueba de la red
8 - net.divideParam.trainRatio = 80/100;
9 - net.divideParam.valRatio = 10/100;
10 - net.divideParam.testRatio = 10/100;
11 - % Entrenamiento de la red neuronal
12 - [net,tr] = train(net,x,t);
13 - % Prueba de la red neuronal
14 - y = net(x);
15 - e = gsubtract(t,y);
16 - performance = perform(net,t,y)
17 - % Vista de la red
18 - view(net)
```

Figura 3.8. Algoritmo para entrenamiento de la red neuronal. (Elaboración propia).

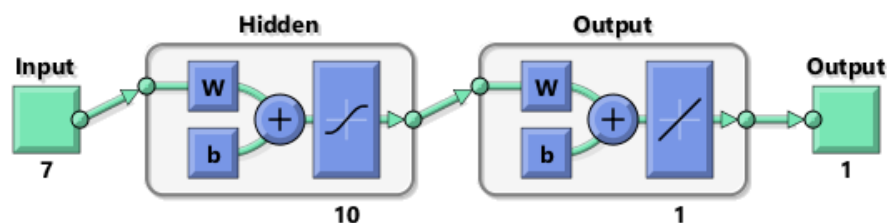


Figura 3.9. Modelo de caja negra de la red neuronal obtenida. (Elaboración propia).

Con la red neuronal construida se obtienen modelos de caja negra para las 3 capacitancias representativas del sistema de aislamiento de los transformadores de distribución en estudio. Para la construcción de la red neuronal se utilizó los 28 datos, mientras que para la validación del modelo de red neuronal de las capacitancias se utilizan 5 datos, obteniendo los resultados de la Tabla 3.27.:

Tabla 3.27. Errores de los modelos de red neuronal obtenidos. (Elaboración propia).

Nº Muestra	Capacitancias Medidas (pF)			Capacitancias Red Neuronal (pF)			Error Relativo (%)		
	CHL	CHG	CLG	y1	y2	y3	CHL	CHG	CLG
27	3098,27	1206,81	3936,66	2666,63	1313,34	3106,05	13,932	8,827	21,099
30	1610,26	588,45	1210,12	1069,07	477,97	1551,90	33,609	18,774	28,244
4	1749,86	677,52	1285,22	1511,18	546,22	1552,60	13,640	19,379	20,804
21	1150,99	908,86	1665,45	1266,73	800,74	1253,21	10,055	11,896	24,752
3	1105,22	500,98	2162,36	1340,53	493,99	2666,94	21,291	1,396	23,334

Como se puede apreciar el modelo de red neuronal permitió establecer relaciones que tienen un error relativo menor que el modelo obtenido con regresión lineal, con errores menores entre las variables medidas y obtenidas de la red neuronal correspondientes al conjunto de datos de validación, esto debido a que la red neuronal usa funciones no lineales como funciones de activación para la modelación de esta. Esta comparación permite evidenciar que el comportamiento de las variables dieléctricas del sistema de aislamiento de los transformadores de distribución pertenecientes a la muestra seleccionada tiene una relación no lineal respecto a las variables y características eléctricas de los mismos.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

4.1 CONCLUSIONES

- En base a los análisis realizados con modelos de regresión lineal y de redes neuronales, se puede determinar que, para los transformadores de distribución sometidos a la prueba de factor de potencia, existe una relación no lineal entre las capacitancias equivalentes del sistema de aislamiento y las características eléctricas y de operación de estos.
- El uso del muestreo probabilístico estratificado permite optimizar recursos según las condiciones o restricciones que se tengan para efectuar un estudio en varios sujetos de prueba, obteniendo resultados representativos similares a los que se obtendrían al analizar la población total del estudio .
- Para poder analizar el grado de degradación del sistema de aislamiento de un transformador, es necesario contar con diferentes mediciones de indicadores como el factor de potencia, capacitancia, resistencia de aislamiento, etc., a través del período de vida útil de mismo.
- El modelo de regresión lineal presenta varias inconsistencias al analizar fenómenos prácticos o reales, por lo cual otro tipo de metodologías como el uso de redes neuronales permiten la posibilidad de estudiar fenómenos de naturaleza no lineal y cuando solo se conocen variables de entrada y salida de dicho fenómeno.
- Si bien la norma IEEE 62 establece que en transformadores de potencia nuevos un valor máximo de 0,5% es indicativo de buen estado del aislamiento, este valor puede ser mayor para transformadores de distribución debido a la diferencia en la construcción del sistema de aislamiento que existe entre estos tipos de transformadores, pudiendo este valor llegar hasta un 2% en transformadores usados.

- El uso de pruebas de aislamiento en AV-AC como la prueba de factor de potencia brinda información más detallada sobre las pérdidas dieléctricas que pueden presentarse en el sistema de aislamiento de un transformador.
- El orden de variación de las capacitancias equivalentes del sistema de aislamiento depende del tipo de transformador y las características de este, como su tamaño, volumen de aceite, tiempo de servicio, etc.

4.2 RECOMENDACIONES

- Los valores de capacitancias equivalentes del sistema de aislamiento obtenidas en los ensayos de factor de potencia podrían utilizarse en estudios de sistemas de distribución, análisis de fallas y maniobras, etc.
- El uso de la prueba de factor de potencia representa un complemento integral para otro tipo de pruebas, que permiten diagnosticar fallos internos en el sistema de aislamiento del transformador, presencia de agentes contaminantes como humedad, partículas de carbon, etc.
- Se recomienda el uso de la base de datos conformada por las pruebas realizadas, para que, en conjunto con posteriores pruebas a las unidades probadas, se realice seguimiento o análisis de la evolución del sistema de aislamiento de estas.
- El uso de los resultados de la prueba de factor de potencia, en combinación con diferentes metodologías, pueden permitir la aplicación de mantenimiento preventivo para transformadores de distribución
- Los modelos de redes neuronales planteados pueden permitir estimar valores de capacitancias para transformadores de distribución que tengan características similares a los probados en el presente trabajo.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Gill, «Electrical Power Equipment Maintenance and Testing», 2 edition., CRC Press, 2008, pp. 146-149.
- [2] J. F. Mora, «Máquinas eléctricas», McGraw-Hill, 2003, pp. 161-172.
- [3] J. F. Mora, «Máquinas eléctricas», McGraw-Hill, 2003, pp. 145-146.
- [4] CONELEC, «Plan Maestro de Electrificación 2013-2022».
- [5] J. F. Mora, «Máquinas eléctricas», McGraw-Hill, 2003, pp. 205-217.
- [6] P. A. Pérez, «Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas», Reverte, 2001, pp. 57-75.
- [7] K. Daware, «Three Phase Transformer Connections». <https://www.electricaleasy.com/2014/05/three-phase-transformer-connections.html> (accedido may 16, 2019).
- [8] P. A. Pérez, «Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas», Reverte, 2001, pp. 5-17.
- [9] INEN, «NTE INEN 2115: Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito».
- [10] «What is the difference between a core type and a shell type transformer? - Quora». <https://www.quora.com/What-is-the-difference-between-a-core-type-and-a-shell-type-transformer> (accedido mar. 08, 2019).
- [11] «Difference Between Core Type and Shell Type Transformer», *Circuit Globe*, ene. 02, 2017. <https://circuitglobe.com/difference-between-core-type-and-shell-type-transformer.html> (accedido mar. 10, 2019).
- [12] «[Solucionado] ¿Por qué no los transformadores de corriente | presente». <https://www.i-ciencias.com/pregunta/15498/por-que-no-los-transformadores-de-corriente-alterna-a-quemar> (accedido mar. 10, 2019).
- [13] P. A. Pérez, «Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas», Reverte, 2001, pp. 51-53.
- [14] P. A. Pérez, «Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas», Reverte, 2001, pp. 171-179.
- [15] P. Gill, «Electrical Power Equipment Maintenance and Testing», 2 edition., CRC Press, 2008, pp. 97-102.
- [16] P. Gill, «Electrical Power Equipment Maintenance and Testing», 2 edition., CRC Press, 2008, pp. 140-143.
- [17] P. Gill, «Electrical Power Equipment Maintenance and Testing», 2 edition., CRC Press, 2008, pp. 146-148.
- [18] «Schering Bridge». <http://www.ece.ubc.ca/~hameda/sche.htm> (accedido mar. 13, 2019).
- [19] MEGGER, «DELTA 4000. Guía de aplicación del manual de referencia.»
- [20] P. Gill, «Electrical Power Equipment Maintenance and Testing», 2 edition., CRC Press, 2008, pp. 149-187.
- [21] D. C. Montgomery y G. C. Runger, «Probabilidad y estadística aplicadas a la ingeniería», Limusa Wiley, 2002, pp. 284-290.

- [22] R. H. Sampieri, «Metodología de la investigación (5a. ed.)», McGraw-Hill Interamericana, 2000, pp. 235-250.
- [23] C. Martínez, *Estadística y muestreo - 13ra Edición*. Ecoe Ediciones, 2012.
- [24] C. P. López, «Muestreo Estadístico: Conceptos y Problemas Resueltos», Pearson-Prentice Hall, 2005, pp. 149-156.
- [25] «k-means clustering - MATLAB kmeans - MathWorks América Latina». <https://la.mathworks.com/help/stats/kmeans.html#buefs04-k> (accedido mar. 25, 2019).
- [26] D. Peña, *Análisis de datos multivariantes*. Editorial desconocida, 2002.
- [27] G. James, D. Witten, T. Hastie, y R. Tibshirani, *An Introduction to Statistical Learning: with Applications in R*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [28] F. Berzal, *Redes Neuronales and Deep Learning*. Independently Published, 2018.
- [29] M. T. Hagan, H. B. Demuth, y M. H. Beale, *Neural network design*. Martin Hagan, 2014.
- [30] EEQSA, «Informe de Actividades 2014-2015 Laboratorio de Transformadores EEQSA».
- [31] M. Cirstea, A. Dinu, J. G. Khor, y M. McCormick, *Neural and Fuzzy Logic Control of Drives and Power Systems*. Newnes, 2002.
- [32] M. R. Spiegel, *Probabilidad y estadística*. McGraw-Hill Interamericana de España S.L., 2010.
- [33] MEGGER, «Manual de Instrucciones. MIT1025.» .
- [34] MEGGER, «Manual de Instrucciones. DELTA 4000. Sistema de Prueba d Aislamientos para 12 kV.» .
- [35] E. Alpaydin, *Introduction to Machine Learning*. MIT Press, 2014.
- [36] J. P. M. de Sá, *Applied Statistics Using SPSS, STATISTICA and MATLAB*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [37] «Fig. 4. Flow-chart of the Levenberg-Marquardt optimization method for...», *ResearchGate*. https://www.researchgate.net/figure/Flow-chart-of-the-Levenberg-Marquardt-optimization-method-for-the-neural-network-training_fig4_287236934 (accedido may 17, 2019).
- [38] A. P. Marques *et al.*, «Insulation resistance of power transformers — method for optimized analysis», en *2017 IEEE 19th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, jun. 2017, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICDL.2017.8124629.
- [39] IEEE 62-1995, IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors, 1995, pp. 7-26.
- [40] ANSI-NETA-2009, Standard For Acceptance Testing Specifications For Electrical Power Equipment And Systems, 2009, pp.204-209.
- [41] IEEE C57.12.90-1999, IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, 1999, pp. 48.
- [42] IRAM 2325, IRAM Aislación Eléctrica. Guía para la Evaluación de su Estado por Mediciones de su Resistencia, 1992, pp. 6-8.

ANEXOS

ANEXO A. MANUAL TÉCNICO DE PROCEDIMIENTOS PARA DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA.

ANEXO B. PRUEBAS REALIZADAS DE FACTOR DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN