

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA METODOLÓGICA PARA VERIFICAR
LA VALIDEZ DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA EL CÁLCULO DE LA
EFICIENCIA DE UN TRANSFORMADOR

JOHN ALEXANDER ZAPATA GAITÁN

UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA DE POSGRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA
ÉNFASIS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2013

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA METODOLÓGICA PARA VERIFICAR
LA VALIDEZ DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA EL CÁLCULO DE LA
EFICIENCIA DE UN TRANSFORMADOR

JOHN ALEXANDER ZAPATA GAITÁN

Trabajo de Grado Maestría en Ingeniería
Énfasis en Ingeniería Eléctrica
Modalidad Investigación

Director
Eduardo Marlés Sáenz
Profesor, Ingeniero Electricista, MSc

UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA DE POSGRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA
ÉNFAISIS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2013

Nota de aceptación:

Juan Carlos Olivares PhD – Jurado

Juan Carlos Vélez MSc – Jurado

Santiago de Cali, 23 de agosto de 2013

Ofrenda a Dios, principio y fuente de todo.

A mis padres, Marco Tulio y Luz Marina, quienes con su amor y comprensión han sido parte decisiva en mi vida y en mi formación como persona y como profesional.

A la memoria de Fabiola Zapata por su ejemplo de superación.

Con mi eterna gratitud,

John Alexander Zapata Gaitán

John Alexander Zapata Gaitán
Ingeniero Electricista
Universidad del Valle
john.zapata@correounivalle.edu.co
2013 – Todos los derechos reservados

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos:

A Dios, por darme la salud y las capacidades necesarias para terminar el proyecto.

Al tutor de investigación, Eduardo Marlés Sáenz MSc, por depositar su confianza en mí para el desarrollo de este trabajo y por sus valiosas orientaciones que me han ayudado a ser una mejor persona y un mejor profesional.

A los profesores, Guillermo Aponte Ph.D, Diego Fernando Echeverry Ph.D y Edinson Franco Ph.D, por su gestión y colaboración brindada durante mi tiempo de permanencia en la universidad.

Al ingeniero Paúl González, por sus aportes y apreciable cooperación con la implementación del sistema de medición.

Al ingeniero Iván David López, por su valiosa amistad.

A Jackeline Mejía y Diego Fernando Navas MSc, por sus contribuciones y acompañamiento en la parte final del proyecto, y especialmente por su asesoría con el tratamiento estadístico de los resultados.

A Olga Sarria y al Ingeniero Héctor Góngora, por su paciencia y asistencia con los trámites internos que me permitieron utilizar el laboratorio, cumpliendo con los procedimientos establecidos.

A los evaluadores del proyecto, Juan Carlos Olivares PhD y Juan Carlos Vélez MSc por el tiempo dedicado a la revisión del trabajo de investigación y sus aportes al mismo.

A los monitores y compañeros, por su cooperación con el montaje de las pruebas y por sus aportes durante el desarrollo del proyecto, respectivamente.

Al grupo de investigación de alta tensión GRALTA, la Universidad del Valle y profesorado por su formación académica.

CONTENIDO

pág.

AGRADECIMIENTOS	x
LISTA DE TABLAS	xiv
LISTA DE FIGURAS	xv
RESUMEN	17

INTRODUCCIÓN	18
--------------------	----

1. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

1.1	DEFINICIONES	21
1.2	VARIACIÓN DE LA TENSIÓN SECUNDARIA ΔU	23
1.3	MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA EFICIENCIA DE UN TRANSFORMADOR	25
1.3.1	Modelo convencional	25
1.3.1.1	Pérdidas en el núcleo	26
1.3.1.2	Pérdidas en los devanados	26
1.3.1.3	Potencia de carga	26
1.3.2	Modelo ABB	29
1.3.3	Modelo Ivanov	30
1.4	MODELO DE EFICIENCIA PROPUESTO PARA VERIFICACIÓN EXPERIMENTAL	31
1.5	ARTÍCULOS RELACIONADOS	35
1.6	NORMAS RELACIONADAS	36
1.6.1	Programa “Star Transformers”	36
1.6.2	Normas NEMA	37
1.6.3	Normas IEEE	37
1.6.4	Normas NTC	38
1.7	RESUMEN	38

2. METODOLOGÍA PARA LA VERIFICACIÓN POR MEDICIÓN INDIRECTA DEL MODELO DE EFICIENCIA PROPUESTO

2.1	OBJETO DE ESTUDIO.....	39
2.2	FASE I. PLANEACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE COMPONENTES DEL MODELO.....	39
2.2.1	Datos nominales del transformador.....	41
2.2.2	Identificación de componentes medibles del modelo.	41
2.2.3	Perfiles de carga para prueba.	42
2.2.3.1	Perfil de carga capacitivo-resistivo.....	42
2.2.3.2	Perfil de carga resistivo.....	42
2.2.3.3	Perfil de carga resistivo-inductivo.....	42
2.2.4	Variables a medir en la prueba de eficiencia.	42
2.2.4.1	Temperatura de operación representativa T_{lp}	44
2.3	FASE II. MEDICIÓN Y PROCESAMIENTO DE LOS DATOS	44
2.3.1	Medición de pérdidas nominales.	44
2.3.1.1	Perfiles de carga para prueba.	45
2.3.1.2	Estimación de componentes de pérdidas y eficiencia para los perfiles de carga definidos.	47
2.3.2	Descripción del sistema de medición de eficiencia.....	47
2.3.3	Procesamiento de las variables medidas.	48
2.3.3.1	Estimación teórica de la eficiencia y sus componentes de pérdidas a partir de los datos medidos.	49
2.4	FASE III. FASE DE COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	55
2.5	RESUMEN.....	55

3. COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1	VALIDACIÓN DE RESULTADOS EXPERIMENTALES.....	58
3.1.1	Comparación entre la eficiencia estimada a partir de un modelo de referencia y la obtenida por medición.	58
3.1.2	Análisis estadístico de resultados.....	60
3.1.2.1	Intervalos de confianza de las mediciones de eficiencia	61
3.1.2.2	Incertidumbre de la medición	61

3.2	COMPARACIÓN ENTRE LA EFICIENCIA ESTIMADA CON EL MODELO DE REFERENCIA Y EL MODELO PROPUESTO CON RESPECTO A LA OBTENIDA EXPERIMENTALMENTE.....	61
3.2.1	Comparación para el perfil de carga RC.....	62
3.2.2	Comparación para el perfil de carga R.....	62
3.2.3	Comparación para el perfil de carga RL.....	63
3.3	COMPORTAMIENTO DE LOS COMPONENTES DE LA EFICIENCIA EN FUNCIÓN DE LA VARIACIÓN DE LA TENSIÓN SECUNDARIA, TIPO DE CARGA Y FACTOR CARGA.....	64
3.3.1	Componente de pérdidas en el núcleo P_c	64
3.3.1.1	Comportamiento para el perfil de carga RC.....	66
3.3.1.2	Comportamiento para los perfiles de carga R y RL.....	66
3.3.2	Componente de pérdidas en los devanados P_{dev}	69
3.3.3	Componente de potencia de salida P_s	72
3.4	RESUMEN.....	74

4. CONCLUSIONES

5. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXO A.....	83
ANEXO B.....	88
ANEXO C.....	97
ANEXO D.....	98
ANEXO E.....	99
ANEXO F.....	100
REFERENCIAS	103

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1-1. Formulaciones matemáticas de las componentes de pérdidas y potencia de salida de acuerdo con los modelos de eficiencia encontrados en la literatura técnica.....	35
Tabla 2-1. Variables eléctricas y térmicas medidas en el transformador para la prueba de eficiencia.	43
Tabla 2-2. Descripción de las características de operación propuestas para la medición de la eficiencia por método indirecto.	45
Tabla 2-3. Cálculo de impedancias de carga RC para la verificación de operación del transformador en la región de máxima eficiencia (condición $\Delta U = 0$).	46
Tabla 2-4. Cálculo de impedancias de carga R para prueba.	46
Tabla 2-5. Cálculo de impedancias de carga RL para prueba.	47
Tabla 3-1. Comparación entre la eficiencia estimada con el modelo de referencia [55] y los resultados experimentales.	58
Tabla 3-2. Comparación entre la eficiencia estimada con los modelos propuesto [2] e Ivanov [55] contra la obtenida por medición.	61
Tabla 3-3. Cálculo con el modelo propuesto, de la eficiencia y sus componentes en función de la variación de la tensión secundaria, factor de carga y tipo de carga.	65
Tabla 3-4. Diferencias porcentuales entre las pérdidas sin carga $P_{0\%}$ y las pérdidas en el núcleo $P_{c\%}$ estimada con los modelos de referencia y propuesto.	67
Tabla 3-5. Diferencias porcentuales entre las pérdidas con carga $P_{cc\%}$ y las pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$, estimada con los modelos de referencia y propuesto.....	70
Tabla 3-6. Diferencias porcentuales de las componentes de pérdidas en el núcleo, en los devanados y potencia de salida del modelo propuesto (M1) con respecto a las mismas componentes del modelo de referencia, Ivanov (M4).	75

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1-1. Circuito monofásico equivalente del transformador en p.u.	23
Figura 1-2. Representación de la rama de cortocircuito del transformador.	24
Figura 1-3. Comportamiento de ΔU para dos transformadores distintos con factor de carga nominal ($K_L = 1$).	24
Figura 1-4. Eficiencia convencional en función de F.P para K_L constante.	28
Figura 1-5. Eficiencia convencional en función de K_L para F.P constante.	28
Figura 2-1. Descripción general de las fases que integran la metodología propuesta.....	39
Figura 2-2. Diagrama esquemático de la metodología para la verificación del modelo	40
Figura 2-3. Curvas $\Delta U = f(\phi_2)$ para $-\pi/2rad \leq \phi_2 \leq \pi/2rad$ y $0.4 \leq K_L \leq 1.6$	46
Figura 2-4. Diagrama esquemático del procesamiento de las variables medidas.	50
Figura 2-5. Diagrama esquemático para la estimación de la eficiencia empleando la temperatura, el factor y tipo de carga medidos durante la prueba.	56
Figura 3-1. Comparación entre los resultados de eficiencia experimentales y los obtenidos con el modelo de referencia, para el perfil de carga RC.....	59
Figura 3-2. Comparación entre los resultados de eficiencia experimentales y los obtenidos con el modelo de referencia, para el perfil de carga R	60
Figura 3-3. Comparación entre los resultados de eficiencia experimentales y los obtenidos con el modelo de referencia, para el perfil de carga RL	60
Figura 3-4. Comparación entre los resultados de eficiencia experimentales y los calculados teóricamente para el perfil de carga RC.....	63
Figura 3-5. Comparación entre los resultados de eficiencia experimentales y los calculados teóricamente para el perfil de carga R.	63

Figura 3-6. Comparación entre los resultados de eficiencia experimentales y los calculados teóricamente para el perfil de carga RL.	64
Figura 3-7. Comparación entre $P_{o\%}$ y $P_{c\%}$ estimada con el modelo de referencia y el propuesto, para el perfil de carga RC	68
Figura 3-8. Comparación entre $P_{o\%}$ y $P_{c\%}$ estimada con el modelo de referencia y el propuesto, para el perfil de carga R	68
Figura 3-9. Comparación entre $P_{o\%}$ y $P_{c\%}$ estimada con el modelo de referencia y el propuesto, para el perfil de carga RL.	69
Figura 3-10. Comparación entre $P_{cc\%}$ y la componente de pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$, estimada con los modelos de referencia y propuesto, para cargas RC.....	71
Figura 3-11. Comparación entre $P_{cc\%}$ y la componente de pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$, estimada con los modelos de referencia y propuesto, para cargas R.	71
Figura 3-12. Comparación entre $P_{cc\%}$ y la componente de pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$, estimada con los modelos de referencia y propuesto, para cargas RL.	72
Figura 3-13. Comparación entre potencias de carga $P_{s\%}$, estimadas con los modelos de referencia y propuesto, para cargas RC.....	73
Figura 3-14. Comparación entre potencias de carga $P_{s\%}$, estimadas con los modelo de referencia y propuesto, para cargas R.	73
Figura 3-15. Comparación entre potencias de carga $P_{s\%}$, estimadas con el modelo de referencia y propuesto, para cargas RL.....	74

RESUMEN

Con este trabajo de investigación se propone una herramienta metodológica que permite cuantificar las diferencias porcentuales de la eficiencia estimada con un modelo matemático respecto de la obtenida por medición directa en un transformador considerando la variación de la tensión secundaria. Lo anterior, junto con la validación de los resultados experimentales permite determinar el adecuado comportamiento de un modelo de eficiencia elegido para un transformador, garantizando el procedimiento experimental implementado. Con esta metodología se verifica la validez de un modelo matemático bajo estudio que tiene en cuenta la variación de la tensión secundaria en cada uno de sus componentes.

A partir del procesamiento de variables medidas en pruebas experimentales, se estiman diferencias porcentuales de la eficiencia determinada con el modelo bajo estudio con respecto a un valor de eficiencia experimental, para lo cual se considera un perfil de carga de interés y otros adicionales. Los resultados permiten analizar el comportamiento de las componentes del modelo en función de la variación de la tensión secundaria, factor de carga y factor de potencia.

Los valores experimentales de eficiencia se obtienen de un transformador objeto de estudio operando en condiciones nominales y midiendo directamente la potencia activa de entrada y la potencia activa de salida. Todos los valores de eficiencia medidos se adquieren bajo la misma condición térmica del transformador. El sistema de medición implementado involucra el registro de parámetros térmicos y eléctricos, integrados por un sistema de adquisición de datos.

Los resultados de las mediciones experimentales, obtenidos con la aplicación de la herramienta metodológica propuesta, son validados por comparación de estos contra los calculados con un modelo de referencia utilizado en ingeniería y con un tratamiento estadístico de las mediciones.

Palabras clave: transformadores, eficiencia de transformadores, variación de la tensión secundaria, modelo de eficiencia, componentes de pérdidas del transformador, metodología de verificación experimental, temperatura de prueba.

INTRODUCCIÓN

La competencia en los esquemas de los mercados de electricidad ha obligado a los proveedores de servicios de energía eléctrica a optimizar la utilización de sus equipos eléctricos, enfocándose en los aspectos técnicos y la efectividad de los costos. Como respuesta a estos requerimientos, las empresas han introducido métodos que anteriormente han sido usados por los inversionistas y las compañías de seguros, particularmente relacionados con el aseguramiento de los activos y de los riesgos dentro de las redes eléctricas con énfasis especial en los transformadores, debido a que se trata del equipo de más alto costo, orientados hacia la determinación del ciclo de vida y los costos asociados a los equipos individuales [1].

Los transformadores de distribución y potencia son elementos importantes que tienen un papel decisivo tanto en la continuidad del servicio como en la gestión de la capacidad instalada para minimizar los costos del servicio. Según la estructura tarifaria (Res. CREG 079 de 1997) dada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, el costo del servicio final y el precio que se cobra a cada usuario depende de los costos de pérdidas de energía, transporte y reducción de las mismas. Se conoce que la mayoría de los transformadores en sitio no presentan la misma cargabilidad durante todo el día, debido a esto los factores de costo de pérdidas por servicio varían alterando la eficiencia del grupo y de cada transformador.

El transformador es uno de los componentes principales en las redes de energía eléctrica, debido que permite entregar la energía eléctrica a los clientes a un nivel de voltaje adecuado para las aplicaciones industriales, comerciales y residenciales. Una gestión eficiente de los transformadores involucra las acciones para hacer una mejor utilización de este activo, permitiendo un servicio continuo y confiable al menor costo posible.

Las empresas comercializadoras de energía requieren desarrollar estrategias que les permitan lograr una mejor gestión de la capacidad instalada en la red de distribución o potencia, por lo tanto es relevante tener una mayor estimación de la eficiencia (o pérdidas) que presenta, entre otros, el transformador para los diferentes puntos de operación de acuerdo a los perfiles de carga de cada usuario. Para estas empresas es muy importante mantener la competencia en el cobro de

las tarifas del servicio ofrecido a sus clientes, quienes compran la energía eléctrica y así conservar los indicadores correspondientes a la calidad.

Para proyectar una mejor gestión de la capacidad instalada en la red de distribución o potencia, a la hora de vender los activos, se debe tener una mejor estimación de la eficiencia (o pérdidas) que presenta el transformador. Una alta o baja valoración de pérdidas en un transformador implica una estimación errónea de costos de venta de energía con ese transformador.

Actualmente la estimación de la eficiencia y de sus componentes de pérdidas se realiza usando un modelo convencional que no considera la variación de la tensión secundaria. Desde el año 2006 el profesor Eduardo Marlés Sáenz de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad del Valle ha continuado trabajando en el desarrollo de una metodología [2]-[3] que permita realizar una gestión del transformador como activo en cuanto a la reducción de pérdidas de operación, partiendo de sus parámetros actuales del circuito eléctrico equivalente y de acuerdo al tipo de usuario que se maneja a través de él (perfil de carga).

Como consecuencia de lo anterior y debido a que el transformador opera la mayor parte del tiempo en regímenes de carga distintos al nominal, las pérdidas y la eficiencia del transformador no se mantienen constantes; resulta útil cualquier esfuerzo por conocer con cada perfil de carga el comportamiento de la eficiencia y de sus componentes de pérdidas con los cuales se pueda efectuar una estimación más representativa de los costos de operación que constituye este activo para un proveedor dado.

Con este trabajo de investigación se propone una herramienta metodológica que permite cuantificar las diferencias porcentuales de la eficiencia estimada con un modelo matemático respecto de la obtenida por medición directa en un transformador considerando la variación de la tensión secundaria. Lo anterior, junto con la validación de los resultados experimentales permite determinar el adecuado comportamiento de un modelo de eficiencia elegido para un transformador, garantizando el procedimiento experimental implementado. Con esta metodología se verifica la validez de un modelo matemático propuesto [2] que tiene en cuenta la variación de la tensión secundaria en cada uno de sus componentes.

Esta investigación consta de cinco capítulos, en el primero se realiza una contextualización sobre la eficiencia en transformadores y sus componentes; se

presentan los modelos encontrados en la literatura estudiada y se hace especial énfasis sobre las características del modelo propuesto, finalmente se hace referencia a la normatividad relacionada con el tema.

En el capítulo dos se presenta la metodología implementada para verificar experimentalmente el comportamiento del modelo.

El capítulo tres está dedicado a la comparación y análisis de resultados obtenidos en pruebas experimentales de eficiencia. En este capítulo se establecen comparaciones entre los resultados de eficiencia obtenidos con las mediciones y las estimaciones efectuadas teóricamente con el modelo propuesto a partir de sus componentes, bajo las mismas condiciones experimentales. También se establece el comportamiento de las componentes del modelo en función de la variación de la tensión secundaria, factor de carga y tipo de carga.

Finalmente, en los capítulos cuatro y cinco se presentan las conclusiones, observaciones y recomendaciones respectivamente, con base en comparaciones y análisis de resultados previamente establecidos.

1. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se describen los conceptos teóricos asociados con la determinación de la eficiencia en un transformador, los modelos matemáticos convencionales que permiten efectuar su cálculo; de igual manera se presenta el modelo de eficiencia propuesto, objetivo de estudio experimental en este proyecto.

1.1 DEFINICIONES

La eficiencia de un transformador está definida por la relación entre la potencia activa útil de salida y la potencia activa total de entrada [4].

$$\eta = \frac{P_s}{P_e} \cdot 100\% \quad (1-1)$$

Dónde:

η : eficiencia (%)

P_s : potencia de salida, Watts

P_e : potencia de entrada, Watts

Con los transformadores es deseable efectuar la transformación de los niveles de tensión y corriente eléctrica, con las mínimas pérdidas relativas de potencia, es decir a la mayor eficiencia posible.

Según E. Ras [5], los transformadores de distribución con potencias entre 10kVA y 1000kVA, suelen poseer eficiencias comprendidos entre 96% y 99%; mientras que para transformadores de potencia, entre 10.000kVA y 100.000kVA, puede estar entre 99% y 99,7% a plena carga en ambos casos.

Existen dos métodos para determinar la eficiencia: el método directo y el indirecto. El método de determinación directa consiste en medir directamente en el transformador las potencias de entrada y salida. El método de determinación indirecta consiste en calcular la eficiencia a partir de la medición de sus componentes de pérdidas y potencia de salida, expresando la potencia de entrada mediante sus componentes de pérdidas y potencia de salida (para una característica de operación dada).

Con referencia al método de determinación indirecta, la eficiencia del transformador se obtiene por medición de las pérdidas con carga y pérdidas sin carga, empleando los estándares de prueba [6]-[9] a la temperatura definida. Los resultados obtenidos con las pruebas anteriores, las características de operación sin carga y de operación con carga, permiten determinar el rendimiento del transformador. Sobreponiendo un régimen sobre el otro se puede obtener cualquier régimen intermedio de funcionamiento bajo carga [10].

Utilizando la Ecuación 1-1, la eficiencia puede ser determinada por la medición directa de la potencia de salida y potencia de entrada del transformador. Sin embargo, esta medición es costosa y difícil, especialmente para transformadores de potencia. Más aún, en el caso de máquinas de alta eficiencia se puede lograr mayor precisión, si la eficiencia se determina o se expresa a través de las pérdidas [10]. La eficiencia se formula en términos de las componentes de pérdidas y la potencia activa de salida por medio de la Ecuación 1-2.

$$\eta = \left(1 - \frac{P_c + P_{dev}}{P_s + P_c + P_{dev}} \right) \cdot 100\% \quad (1-2)$$

Dónde:

P_s : potencia de salida, Watts

P_{dev} : pérdidas en el material de los devanados, Watts

P_c : pérdidas en el material del núcleo, Watts

De igual forma, en [10] y [11] coinciden en recomendar la medición de la eficiencia, para transformadores de potencia, de forma indirecta ya que la obtenida de forma directa genera mayores errores en el proceso de medición. Para transformadores de distribución, usualmente entre 5kVA y 500kVA según [12], se puede emplear cualquiera de los dos métodos anteriores, sin embargo, cuando se hace por método indirecto se debe considerar el efecto de la corriente de magnetización y la variación de la tensión secundaria [10], [13].

Antes de iniciar con el análisis de los modelos de eficiencia convencionales, es necesario hacer una breve descripción de la variación de la tensión secundaria, debido a su importancia por la relación con cada una de las componentes de pérdidas y potencia de carga, las cuales estructuran el modelo de eficiencia propuesto que es el objetivo de verificación experimental.

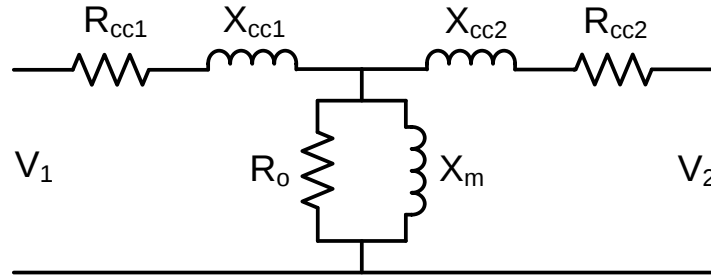
1.2 VARIACIÓN DE LA TENSIÓN SECUNDARIA ΔU

La variación de la tensión en un transformador ΔU (a factor de potencia y factor de carga dados), se define como la diferencia aritmética entre la tensión secundaria nominal en los bornes del secundario sin carga (U_{2n}) y la tensión V_2 obtenida en estos mismos cuando son nominales la corriente secundaria, la frecuencia y la tensión primaria en los bornes del primario, expresada en tantos por ciento de la tensión U_{2n} [10], [14]-[16]. Por lo tanto, ΔU se define mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_{2n} - V_2}{U_{2n}} \cdot 100\% \quad (1-3)$$

Donde V_2 es el voltaje secundario en terminales a una carga específica (a factor de potencia y factor de carga dados) y U_{2n} es el voltaje secundario nominal en terminales cuando la carga es removida.

Figura 1-1. Circuito monofásico equivalente del transformador en p.u.

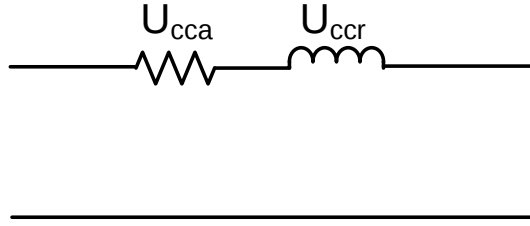


Considerando los parámetros físico-circuitales que dependen de la geometría y las propiedades de los materiales conductores de los devanados del transformador (a la temperatura definida por norma [17]), la variación de la tensión secundaria ΔU puede expresarse en función del factor de potencia y factor de carga por medio de la Ecuación 1-4 [10]:

$$\Delta U_{\%} = (U_{cca\%} \cos \phi_2 + U_{ccr\%} \sen \phi_2) \cdot K_L + \frac{(U_{ccr\%} \cos \phi_2 - U_{cca\%} \sen \phi_2)^2 \cdot K_L^2}{200} \quad (1-4)$$

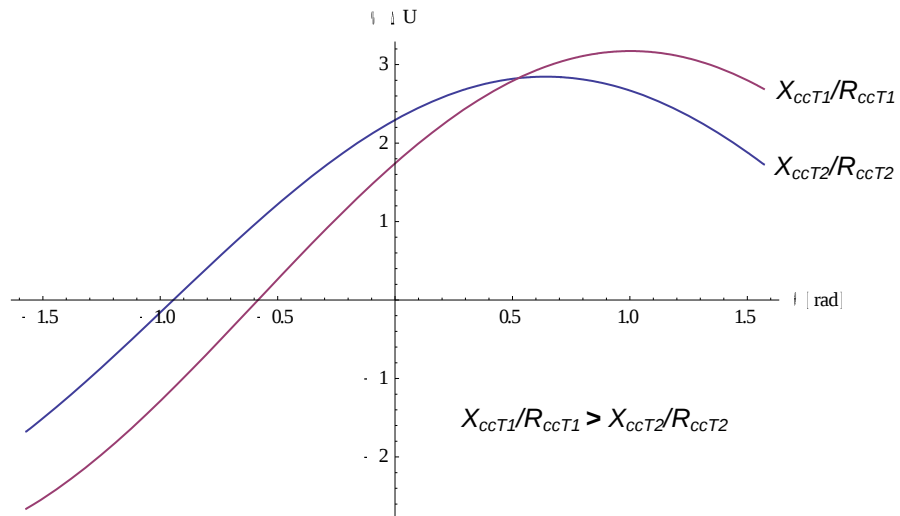
Donde $U_{cca\%}$ y $U_{ccr\%}$ son las componentes activa y reactiva de la tensión de cortocircuito respectivamente (ver Figura 1-2). Estos componentes equivalen en p.u. a la resistencia y reactancia de cortocircuito ($R_{cc\%}$, $X_{cc\%}$) obtenidos a partir de las mediciones de la resistencia de los devanados y pérdidas con carga a la temperatura de referencia dadas en estándares [6], [7].

Figura 1-2. Representación de la rama de cortocircuito del transformador.



En resumen, cuando están dados los parámetros físico-circuitales ($U_{cca\%}$, $U_{ccr\%}$) del transformador, ΔU es una función del factor de carga (K_L) y factor de potencia de la carga ($\cos\phi_2$) conectada en terminales del secundario. La Figura 1-3 presenta parte de los resultados del análisis de sensibilidad de ΔU , realizado por el profesor Eduardo Marlés Sáenz, sobre el comportamiento de ΔU para dos transformadores distintos ($X_{ccT1}/R_{ccT1} > X_{ccT2}/R_{ccT2}$) operando a factor de carga nominal.

Figura 1-3. Comportamiento de ΔU para dos transformadores distintos con factor de carga nominal ($K_L = 1$).



La norma [6] establece la temperatura de referencia para cálculos de pérdidas con carga, eficiencia y regulación de voltaje como la suma de la elevación de temperatura nominal promedio en los devanados (encontrada por el método de la resistencia) más veinte (20°C) grados Celsius y además presenta una fórmula para la determinación de ΔU a factor de carga nominal en función de la resistencia y reactancia de cortocircuito del transformador, indicada con la Ecuación 1-5:

$$\Delta U = \sqrt{(R + F_p)^2 + (X \pm q)^2} - 1 \quad (1-5)$$

Los signos más (+) o menos (-) indican la característica de atraso o adelanto de la carga, respectivamente.

Dónde,

$$q = \sqrt{1 - F_p^2} \quad (1-6)$$

Donde:

- F_p : factor de potencia de la carga.
- R : resistencia de cortocircuito en p.u.
- X : reactancia de cortocircuito en p.u.

En seguida se presentan los modelos tradicionales que comúnmente son empleados para calcular la eficiencia de un transformador, posteriormente se presentará el modelo propuesto.

1.3 MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA EFICIENCIA DE UN TRANSFORMADOR

1.3.1 Modelo convencional. La mayoría de autores consultados [5], [10], [11], [15], [18]-[54] emplean el modelo de eficiencia convencional, comúnmente usado en ingeniería eléctrica. Para este modelo se establecen aproximaciones en sus componentes de pérdidas y potencia de salida, las cuales permiten simplificar el modelo. Debido a que en [10] se especifican estas aproximaciones, que según este autor conducen a errores pequeños y dan resultados satisfactorios, se empleará para referenciar como el modelo convencional de aquí en adelante.

A continuación se detallan las consideraciones que se tienen sobre cada uno de los componentes de la eficiencia para el modelo convencional [10].

1.3.1.1 Pérdidas en el núcleo. Las pérdidas en el núcleo se consideran constantes e iguales a las pérdidas nominales obtenidas en la prueba sin carga debido al escaso margen de fluctuación de estas pérdidas, entre 3% y 8%, tomando como referencia una variación entre el 1,5% y 4% de la f.e.m. [10].

En [40] se considera que las pérdidas en el núcleo y el voltaje en terminales del secundario varían, sin embargo la variación se supone insignificante y los efectos no se tienen en cuenta en la formulación de la eficiencia, es decir;

$$P_c = P_o \text{ constantes} \quad (1-7)$$

Donde:

P_o : pérdidas nominales en el núcleo, Watts

1.3.1.2 Pérdidas en los devanados. Las pérdidas en los devanados, determinadas en la prueba con carga del transformador no determinan completamente las pérdidas que tiene lugar durante el funcionamiento bajo carga [10]. Para su estimación matemática no se tiene en cuenta el efecto de ΔU . Estas pérdidas sólo se consideran proporcionales a las pérdidas en el material de los devanados en p.u % y al cuadrado del factor de carga K_L expresadas por medio de la Ecuación 1-8.

$$P_{dev} = K_L^2 \cdot P_{cc} \quad (1-8)$$

Donde:

P_{cc} : Pérdidas nominales en el material de los devanados, Watts

1.3.1.3 Potencia de carga. La potencia de carga se supone como una potencia calculada, P_s , que está en función de los valores nominales de corriente

y tensión del devanado secundario (I_{2n}, U_{2n}). La potencia calculada se diferencia de la potencia real entregada por el transformador a la carga, que considera la corriente secundaria nominal y la tensión secundaria real (I_{2n}, U_2) durante el funcionamiento del transformador. Es decir, la formulación de la potencia de carga no considera la tensión secundaria real.

Cada una de las formulaciones dadas en las Ecuaciones 1-9 [49], 1-10 [10] y 1-11 [55] representan las consideraciones tenidas en cuenta para la estimación de P_s . El modelo convencional de eficiencia emplea la Ecuación 1-10.

$$P_s = S_n \cdot \cos \phi_2 \quad (1-9)$$

$$P_s = K_L \cdot S_n \cdot \cos \phi_2 \quad (1-10)$$

$$P_s = K_L \cdot S_n \cdot (1 - \Delta U) \cdot \cos \phi_2 \quad (1-11)$$

Donde:

- S_n : Potencia aparente nominal del transformador, VA
- $\cos \phi_2$: Factor de potencia de la carga
- K_L : Factor de carga

Recurriendo a las aproximaciones anteriormente citadas en cada uno de los componentes, se presenta el modelo de eficiencia convencional por medio de la Ecuación 1-12.

$$\eta = \left(1 - \frac{P_o + K_L^2 \cdot P_{cc}}{K_L \cdot S_n \cdot \cos \phi_2 + P_o + K_L^2 \cdot P_{cc}} \right) \cdot 100\% \quad (1-12)$$

Para un factor de carga determinado (K_L constante) la eficiencia disminuye con la reducción del factor de potencia de la carga. La Figura 1-4 muestra una disminución de la eficiencia con la variación del factor de potencia de 1 a 0, para un factor de carga de 0.75.

Figura 1-4. Eficiencia convencional en función de F.P para K_L constante.

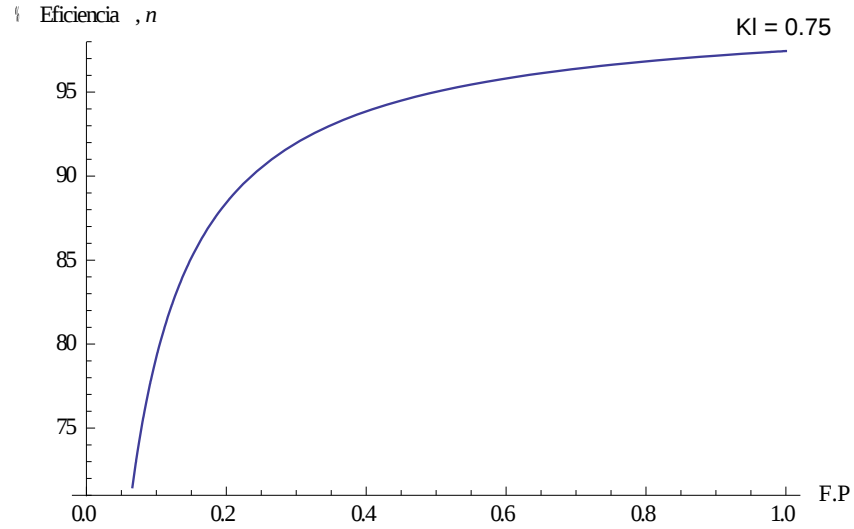
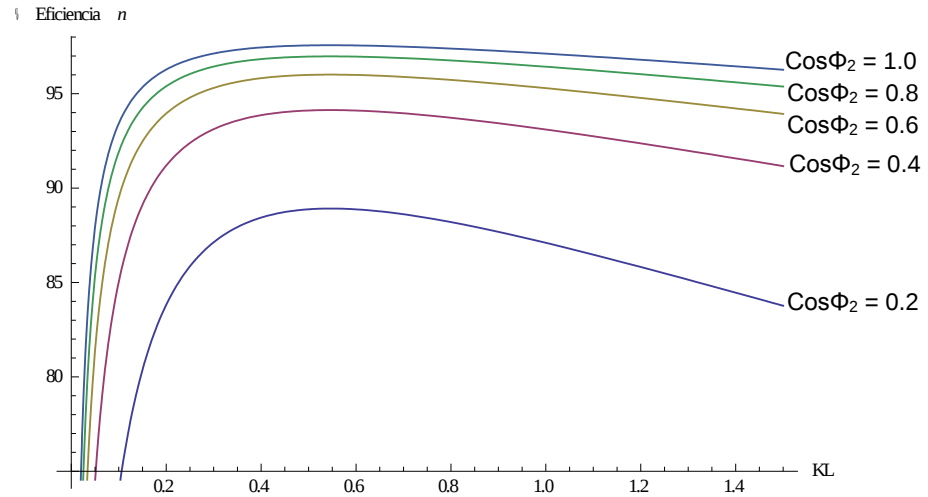


Figura 1-5. Eficiencia convencional en función de K_L para F.P. constante.



La eficiencia varía en función del factor de carga K_L , para un factor de potencia constante de acuerdo con la Figura 1-5.

Determinado el valor de K_L que maximiza la Ecuación 1-12, a factor de potencia constante, se obtiene la Ecuación 1-14 que indica el factor de carga óptimo K_{LMax} , con el cual se obtiene la máxima eficiencia η_{max} . Para esta condición matemática, las pérdidas en los devanados y las pérdidas en el núcleo son iguales. Es importante destacar que, para obtener esta ecuación no se ha tenido en cuenta la

influencia de la variación de la tensión secundaria sobre las componentes de pérdidas en el núcleo y en los devanados.

$$P_o = K_L^2 \cdot P_{cc} \quad (1-13)$$

$$K_{LMax} = \frac{I_2}{I_{2n}} = \sqrt{\frac{P_o}{P_{cc}}} \quad (1-14)$$

Reemplazando la Ecuación 1-14 en 1-12 se puede establecer la función de la eficiencia en términos del factor de potencia, la potencia de carga y las componentes de pérdidas, como se indica en la Ecuación 1-15.

$$\eta_{\max} = \left(1 - \frac{2\sqrt{P_o \cdot P_{cc}}}{S_n \cdot \cos \phi_2} \right) \cdot 100\% \quad (1-15)$$

De acuerdo con E. Ras [5], si el transformador opera siempre a plena carga, $K_L = 1$, convendría que el factor de carga óptimo fuera igual a la unidad, de este modo la máquina funcionaría con máximo rendimiento; sin embargo, lo normal es que un transformador trabaje con cargas variables, y esto hace que en la práctica se diseñen estas máquinas con un factor de carga comprendido entre 0,5 y 0,7 para los grandes transformadores de las centrales eléctricas y entre 0,3 y 0,5 para los transformadores de distribución de pequeña potencia [53].

1.3.2 Modelo ABB. La formulación matemática dada en [14] coincide con el modelo convencional en las aproximaciones que se hacen sobre los componentes de pérdidas en los devanados y en el núcleo; sin embargo difiere con la consideración que el autor [10] hace sobre el efecto que tiene ΔU en la potencia de carga del transformador. Es decir, en [14] se considera el efecto que tiene la variación de la tensión secundaria sobre la potencia de carga (ver Ecuación 1-11). El modelo de eficiencia mencionado queda establecido por la Ecuación 1-16.

$$\eta = \left(1 - \frac{P_o + K_L^2 \cdot P_{cc}}{K_L \cdot (1 - \Delta U) \cdot S_n \cdot \cos \phi_2 + P_o + K_L^2 \cdot P_{cc}} \right) \cdot 100\% \quad (1-16)$$

1.3.3 Modelo Ivanov. En [55], sólo se realizan aproximaciones en la componente de pérdidas en los devanados, al considerar insignificante la corriente de magnetización durante el funcionamiento con carga del transformador; sin embargo considera el efecto de ΔU en las pérdidas en el núcleo y la potencia de carga.

Esta formulación, dada en la Ecuación 1-17, tiene en cuenta la influencia de la corriente secundaria en la tensión secundaria $U_2' = U_{nom} \cdot (1 - \Delta U)$ y es válida para toda la gama de variación de corrientes secundarias [55].

$$\eta = \left(1 - \frac{P_o(1 - \Delta U) + K_L^2 \cdot P_{cc}}{K_L \cdot (1 - \Delta U) \cdot S_n \cos \phi_2 + P_o(1 - \Delta U) + K_L^2 \cdot P_{cc}} \right) \cdot 100\% \quad (1-17)$$

Donde:

$P_c = P_o(1 - \Delta U)$: pérdidas en el núcleo

Para las características de operación con el transformador sin carga o en cortocircuito la potencia de carga es cero, $K_L \cdot (1 - \Delta U) \cdot S_n \cos \phi_2 = 0$ y la eficiencia es nula.

En resumen, se observa que el modelo de eficiencia convencional se constituye en el modelo más simplificado el cual tiene aproximaciones en todos sus componentes, sin embargo no se cuantifica el error en el que se incurre al considerar tales aproximaciones con este modelo. Debido a que el modelo de eficiencia de Ivanov, considera la variación de la tensión secundaria en la mayoría de sus componentes y es usado comúnmente, se tomará como modelo de referencia para validar los resultados experimentales.

Seguidamente se presenta el modelo propuesto [2] que permite estimar la eficiencia en un transformador de distribución, que considera a ΔU en cada componente de pérdidas y potencia de salida. Este modelo, objeto de estudio, es verificado experimentalmente de acuerdo con la metodología descrita en el Capítulo II.

1.4 MODELO DE EFICIENCIA PROPUESTO PARA VERIFICACIÓN EXPERIMENTAL

En el estudio realizado en [2] se encuentran definidas las ecuaciones que determinan el comportamiento de la eficiencia en función de la variación de la magnitud de carga y tipo de carga en un transformador de distribución. Para lograr este propósito se realizó un análisis del comportamiento de cada componente del modelo matemático de la eficiencia, al incluir la variación de la tensión secundaria ΔU con lo cual, según el autor, se complementan los modelos matemáticos validados y tradicionalmente usados en ingeniería eléctrica.

El análisis indicado en [2] comienza con la definición de las componentes de la eficiencia para el transformador operando en un régimen diferente al nominal y despreciando a ΔU en las componentes de pérdidas, posteriormente se plantean las componentes de eficiencia considerando la variación de la tensión secundaria e incluyéndola en la componente de potencia de pérdidas.

Se efectúa un análisis de ΔU , en el cual, a partir de la descomposición de componentes de tensiones de cortocircuito activa, reactiva y fracciones de las mismas α , γ de cada devanado, permiten obtener una expresión general para ΔU en los términos que corresponden al devanado primario ΔU_1 y secundario ΔU_2 .

$$U_{cca} = U_{cca1} + U_{cca2} = (\alpha).U_{cca} + (1-\alpha).U_{cca} \quad \alpha + (1-\alpha) = 1 \quad (1-18)$$

$$U_{ccr} = U_{ccr1} + U_{ccr2} = (\gamma).U_{ccr} + (1-\gamma).U_{ccr} \quad \gamma + (1-\gamma) = 1 \quad (1-19)$$

Donde:

U_{cca1} , U_{cca2} : Tensiones de cortocircuito activa del devanado primario y secundario respectivamente.

U_{ccr1} , U_{ccr2} : Tensiones de cortocircuito reactiva del devanado primario y secundario respectivamente.

α : Fracción asociada de U_{cca}

γ : Fracción asociada de U_{ccr}

Las anteriores ecuaciones, de las tensiones de cortocircuito, se calculan en p.u. como [2]:

$$\alpha = \frac{U_{cca1}}{U_{cca}} = \frac{R_{cc1}}{R_{cc}} \quad 1 - \alpha = \frac{U_{cca2}}{U_{cca}} = \frac{R_{cc2}}{R_{cc}} \quad (1-20)$$

$$\gamma = \frac{U_{ccr1}}{U_{ccr}} = \frac{X_{cc1}}{X_{cc}} \quad 1 - \gamma = \frac{U_{ccr2}}{U_{ccr}} = \frac{X_{cc2}}{X_{cc}} \quad (1-21)$$

Para los transformadores de distribución y de potencia son de suma importancia los factores α , γ y X/R , porque son indicadores del diseño de los devanados.

Las ecuaciones obtenidas en [2] son generales y se pueden aplicar al caso en el cual la relación X/R no se mantiene igual para ambos devanados, en donde se tiene que $\gamma \neq \alpha$.

Con base en el análisis planteado se puede determinar:

- La variación con el factor de carga y el tipo de carga.
- La influencia del diseño (en cuanto a la geometría y materiales conductores de los devanados) lo cual se manifiesta por los factores de contribución α , γ y la relación X/R determinados por la asimetría o no en el diseño de los devanados.

Con la Ecuación 1-20, Ecuación 1-21 y la expresión de la variación de la tensión secundaria ΔU dada en la Ecuación 1-4, se obtiene una formulación general para ΔU en términos de los parámetros geométricos y del material de los devanados; estos son separados en los arrollamientos primario y secundario del transformador. La Ecuación 1-23, Ecuación 1-24 y Ecuación 1-25 están definidas en el estudio realizado en [2].

$$\Delta U = \Delta \hat{U}_1 + \Delta \hat{U}_2 + \Delta = \Delta U_1 + \Delta U_2 \quad (1-22)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \Delta \hat{U}_1 = & (\alpha \cdot U_{cca} \cdot \cos \phi_2 + \gamma \cdot U_{ccr} \cdot \sin \phi_2) \cdot K_L \\ & + (\gamma \cdot U_{ccr} \cdot \cos \phi_2 - \alpha \cdot U_{cca} \cdot \sin \phi_2)^2 \cdot \frac{K_L^2}{200} \end{aligned} \quad (1-23)$$

$$\Delta \hat{U}_2 = [(1-\alpha)U_{cca} \cdot \cos \phi_2 + (1-\gamma)U_{ccr} \cdot \sin \phi_2] \cdot K_L + \frac{[(1-\gamma)U_{ccr} \cdot \cos \phi_2 - (1-\alpha)U_{cca} \cdot \sin \phi_2]^2 \cdot K_L^2}{200} \quad (1-24)$$

$$\Delta = (\gamma \cdot U_{ccr} \cdot \cos \phi_2 - \alpha \cdot U_{cca} \cdot \sin \phi_2) \{ (1-\gamma)U_{ccr} \cdot \cos \phi_2 - (1-\alpha)U_{cca} \cdot \sin \phi_2 \} \frac{K_L^2}{100} \quad (1-25)$$

Expresando ΔU en factores primarios y secundarios por separado, se obtienen las siguientes expresiones.

$$\Delta U_1 = \left(\Delta \hat{U}_1 + \frac{\Delta}{2} \right) \quad (1-26)$$

$$\Delta U_2 = \left(\Delta \hat{U}_2 + \frac{\Delta}{2} \right) \quad (1-27)$$

Con base en este estudio y a la variabilidad observada de cada componente de la eficiencia, se puede mencionar que:

- Existe un conjunto de puntos $(K_{Li}, -\phi_i)$ para los cuales no hay variación de la tensión secundaria ($\Delta U = 0$) con el aumento o disminución del factor de carga. Los puntos en mención están dados por la Ecuación 1-28.

$$\phi_2 = -\cos^{-1} \left[\frac{U_{cca}}{U_{cc}^2 \cdot K_L} \left(100 - \sqrt{10^4 + U_{cc}^2 \cdot K_L^2} \right) + \frac{10\sqrt{2} \cdot U_{ccr}}{U_{cc} \sqrt{100 + \sqrt{10^4 + U_{cc}^2 \cdot K_L^2}}} \right] [Rad] \quad (1-28)$$

- Todos los factores de potencia en adelanto y sus respectivos ángulos, dados por la Ecuación 1-28, que anulan la variación de la tensión secundaria, están en función del factor de carga.
- Para el lugar geométrico $\Delta U = 0$, las pérdidas en el núcleo no difieren de las pérdidas nominales de vacío P_o y las pérdidas en los devanados P_{dev} se minimizan.

El modelo [2] considera las pérdidas en el núcleo variables con la componente ΔU_1 que es sólo una parte de la variación de la tensión secundaria. Las pérdidas en el material de los devanados se expresan teniendo en cuenta a ΔU . La potencia de carga es la potencia real entregada a la carga y por lo tanto tiene en cuenta a ΔU .

En resumen se establece cómo todas las componentes de la eficiencia son una función de la variación de la tensión secundaria ΔU , del factor de carga K_L y tipo de carga $\cos \phi_2$. Lo anterior se simplifica con la siguiente expresión.

$$\eta = f(P_c, P_{dev}, P_s) = f[\Delta U, K_L, \cos \phi_2] \quad (1-29)$$

Donde;

$$P_c = (1 - \Delta U_1)^2 \cdot P_o \quad (1-30)$$

$$P_{dev} = \left(\frac{\Delta U \cdot U'_{2n}}{Z_{cc}} \right)^2 \cdot R_{cc} \quad (1-31)$$

$$P_s = K_L \cdot (1 - \Delta U) \cdot S_n \cdot \cos \phi_2 \quad (1-32)$$

La ecuación 1-33 representa el modelo matemático de eficiencia propuesto [2].

$$\eta = \left(1 - \frac{(1 - \Delta U_1)^2 P_o + \left(\frac{\Delta U \cdot U'_{2n}}{Z_{cc}} \right)^2 R_{cc}}{K_L (1 - \Delta U) S_n \cos \phi_2 + (1 - \Delta U_1)^2 P_o + \left(\frac{\Delta U \cdot U'_{2n}}{Z_{cc}} \right)^2 R_{cc}} \right) \cdot 100\% \quad (1-33)$$

Donde:

- P_o : pérdidas en el núcleo, p.u
- P_{cc} : pérdidas en los devanados, p.u.
- R_{cc} : Resistencia de cortocircuito, p.u
- Z_{cc} : impedancia de cortocircuito, p.u.
- U'_{2n} : tensión secundaria de vacío (a tap nominal) en p.u.
- S_n : potencia aparente nominal p.u, 100%

En la Tabla 1-1 se presentan las formulaciones de las componentes de pérdidas y potencia de salida que integran los modelos matemáticos de la eficiencia del transformador de acuerdo con la literatura técnica consultada.

Tabla 1-1. Formulaciones matemáticas de las componentes de pérdidas y potencia de salida de acuerdo con los modelos de eficiencia encontrados en la literatura técnica.

Referencia	Modelo Eficiencia	Pérdidas en los devanados	Pérdidas en el núcleo	Potencia de carga
M1	Convencional	$K_L^2 \cdot P_{cc}$	P_o	$K_L \cdot S_n \cdot \cos \phi$
M2	ABB	$K_L^2 \cdot P_{cc}$	P_o	$K_L \cdot (1 - \Delta U) \cdot S_n \cdot \cos \phi_2$
M3	Ivanov	$K_L^2 \cdot P_{cc}$	$P_o (1 - \Delta U)$	$K_L \cdot (1 - \Delta U) \cdot S_n \cdot \cos \phi_2$
M4	Propuesto	$\left(\frac{\Delta U \cdot U'_{2n}}{Z_{cc}} \right)^2 \cdot R_{cc}$	$(1 - \Delta U_1)^2 \cdot P_o$	$K_L \cdot (1 - \Delta U) \cdot S_n \cdot \cos \phi_2$

1.5 ARTÍCULOS RELACIONADOS

En [56] se propone un método para determinar las regiones de operación eficiente de un transformador de distribución a partir de un análisis de la eficiencia en función del comportamiento del factor de potencia y la potencia activa entregada a la carga, plano $(\cos \phi, kW)$. En este estudio se emplea el modelo de eficiencia convencional.

El monitoreo de las pérdidas (o eficiencia) de un transformador de distribución resulta muy significativo para la conservación del medio ambiente y para la operación económica de este activo; en esta dirección, [57] presenta un método para medir en línea, las pérdidas con carga y pérdidas sin carga, a partir del registro en línea de los voltajes y las corrientes de operación del transformador. Los parámetros físico-circuitales de los devanados requieren ser medidos al comienzo. En este estudio se hace una comparación entre las pérdidas medidas fuera de línea y las medidas en línea; este artículo muestra que el método propuesto es viable. En comparación con la detección fuera de línea, la detección en línea tiene una mejor perspectiva de los beneficios económicos.

Complementando los estudios realizado por [56] y [57], en [58] se plantea una operación económica del transformador en tiempo real cuyo objetivo es determinar

una zona de eficiencia óptima, en esencia se deben conocer los parámetros exactos de transformador y la curva de eficiencia en términos de la carga, con los cual se puede establecer el área de operación económica del transformador. Los parámetros de las características de potencia de pérdidas del transformador son comprobados por ajuste de la curva basado en un criterio definido como “LSE” (Error de mínimos cuadrados) en tiempo real utilizando los datos del sistema de distribución.

En [59] se discute y evalúan las pérdidas del transformador en condiciones de carga lineal y no lineal. Se describe un nuevo método para medir las pérdidas y la eficiencia de un transformador por medición directa para cargas lineales y no lineales. Este método es comparado con el procedimiento convencional y presenta un error de medición de eficiencia considerablemente menor.

En [60] se presenta una aplicación software para realizar gestión de carga en transformadores de distribución y calcular los índices de calidad para el servicio de energía en el sistema de distribución. Las estrategias de gestión de carga presentadas son: estimación del estado de operación del transformador, cálculo de las pérdidas del núcleo y de los devanados, y la selección de transformadores de distribución basada en criterios técnico-económicos usando curvas diarias de carga. La aplicación se valida mediante la evaluación técnico-económica de tres transformadores de distribución para atender una demanda.

1.6 NORMAS RELACIONADAS

1.6.1 Programa “Transformadores estrella”. De acuerdo con la literatura encontrada, sólo desde inicios de la década del año 1990 se empezaron a realizar estudios económicos de ahorro de energía y de conservación del medio ambiente que permitieran establecer la viabilidad y/o los beneficios de iniciar con un programa de eficiencia energética en transformadores de distribución. En este sentido, el Departamento de Energía de los Estados Unidos a través de su política energética de 1992 encargó a “Oak Ridge National Laboratories” una investigación de los beneficios de desarrollar estándares de ahorro de energía para transformadores de distribución.

El propósito del anterior análisis era el de determinar: “si un estándar de conservación energética para transformadores de distribución podría tener un significativo potencial ahorro de energía, siendo técnicamente factible y

económicamente justificado desde la perspectiva nacional” [13]. El estudio permitió estimar una proyección de pérdidas de energía de 140 billones de kWh anuales por la operación de los transformadores; el análisis se consideró para un periodo comprendido entre los años 2004 al 2034.

El estudio finalmente determinó la factibilidad técnica y económica para desarrollar estándares de conservación energética en transformador de distribución. Como consecuencia la EPA (Agencia para la protección ambiental) de los Estados Unidos desarrolló en 1995 un programa voluntario denominado “*Programa de Transformadores Estrella*”, el cual fomenta la operación eficiente de los transformadores.

La EPA ha trabajado con la National Electrical Manufacturers Association (NEMA) para fijar clasificaciones de eficiencia en transformadores que sea de viable consecución para los fabricantes, que junto a los compradores pueden participar en el programa. ABB, General Electric, Cooper Power Systems y Howard Industries han sido sus primeros integrantes.

1.6.2 Normas NEMA. Las norma Nema [61], [62] establecen y consolidan una guía unificada por fabricantes de transformadores para determinar los costos fijos, variables y consumo de energía del transformador durante su operación, de igual forma presenta tablas de clasificación de eficiencia en función del tipo de transformador (monofásico o trifásico) y en función de su medio de aislamiento (inmerso en aceite o seco); sin embargo, los procedimientos y condiciones de prueba están basados en los estándares ANSI de la serie C57.

1.6.3 Normas IEEE. Las normas [6]-[9] establecen los procedimientos de prueba y las condiciones necesarias para determinar las pérdidas en el transformador. Las normas [6], [7] definen la forma de estimar la eficiencia del transformador por medición indirecta conociendo las pérdidas con carga y pérdidas sin carga. Se define la temperatura de referencia para el cálculo de las pérdidas totales, la eficiencia y regulación.

El procedimiento estandarizado para cuantificar económicamente las pérdidas del transformador se da en la guía de evaluación de pérdidas referenciada en [63].

El estándar [64] presenta las recomendaciones generales sobre la instrumentación empleada, elementos de calibración y las técnicas de medición de pérdidas con carga y pérdidas sin carga para transformadores de potencia y de distribución. Se dan recomendaciones sobre la trazabilidad de los resultados y calibración de los instrumentos. El propósito fundamental es complementar la norma [6].

1.6.4 Normas NTC. El Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), ha establecido, a través de su comité técnico de especialistas, las normas que permiten determinar las pérdidas en transformadores con base en las pruebas de rutina [12], [17], [65]-[69]; sin embargo, en ellas no se encuentra definido un procedimiento para medir la eficiencia por medición directa e indirecta.

La norma establecida en [70] define una metodología para cuantificar el valor económico de las pérdidas de energía eléctrica en transformadores de distribución y de potencia.

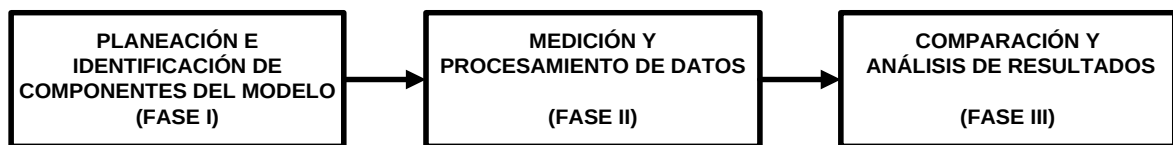
1.7 RESUMEN

En este capítulo se presentaron los conceptos teóricos relacionados con la eficiencia del transformador, los métodos para su determinación y las componentes que la conforman. Se efectuó una revisión de los modelos matemáticos que permiten realizar el cálculo de la eficiencia, haciendo especial énfasis en el modelo propuesto en [2], objeto de estudio experimental en este trabajo, con sus componentes de pérdidas y potencia de salida. Se contextualiza la variación de la tensión secundaria, debido a la dependencia de las componentes del modelo con ΔU , el factor de carga y tipo de carga. Finalmente, se presentan la normatividad y los artículos relacionados.

2. METODOLOGÍA PARA LA VERIFICACIÓN POR MEDICIÓN INDIRECTA DEL MODELO DE EFICIENCIA PROPUESTO

En este capítulo se presenta la metodología implementada para verificar experimentalmente el modelo de eficiencia en estudio [2]. La metodología está compuesta por tres partes: fase I que corresponde a la planeación e identificación de componentes del modelo, fase II que corresponde a la medición y procesamiento de datos, y fase III de comparación y análisis de resultados. En la Figura 2-1 se muestra un diagrama general de bloques del proceso de verificación.

Figura 2-1. Descripción general de las fases que integran la metodología propuesta



Cada una de las fases (I, II, III) contiene un conjunto de procesos que constituyen las actividades globales requeridas para alcanzar los objetivos del proyecto. En la Figura 2-2 se presenta un diagrama esquemático detallado que ilustra las fases de la metodología.

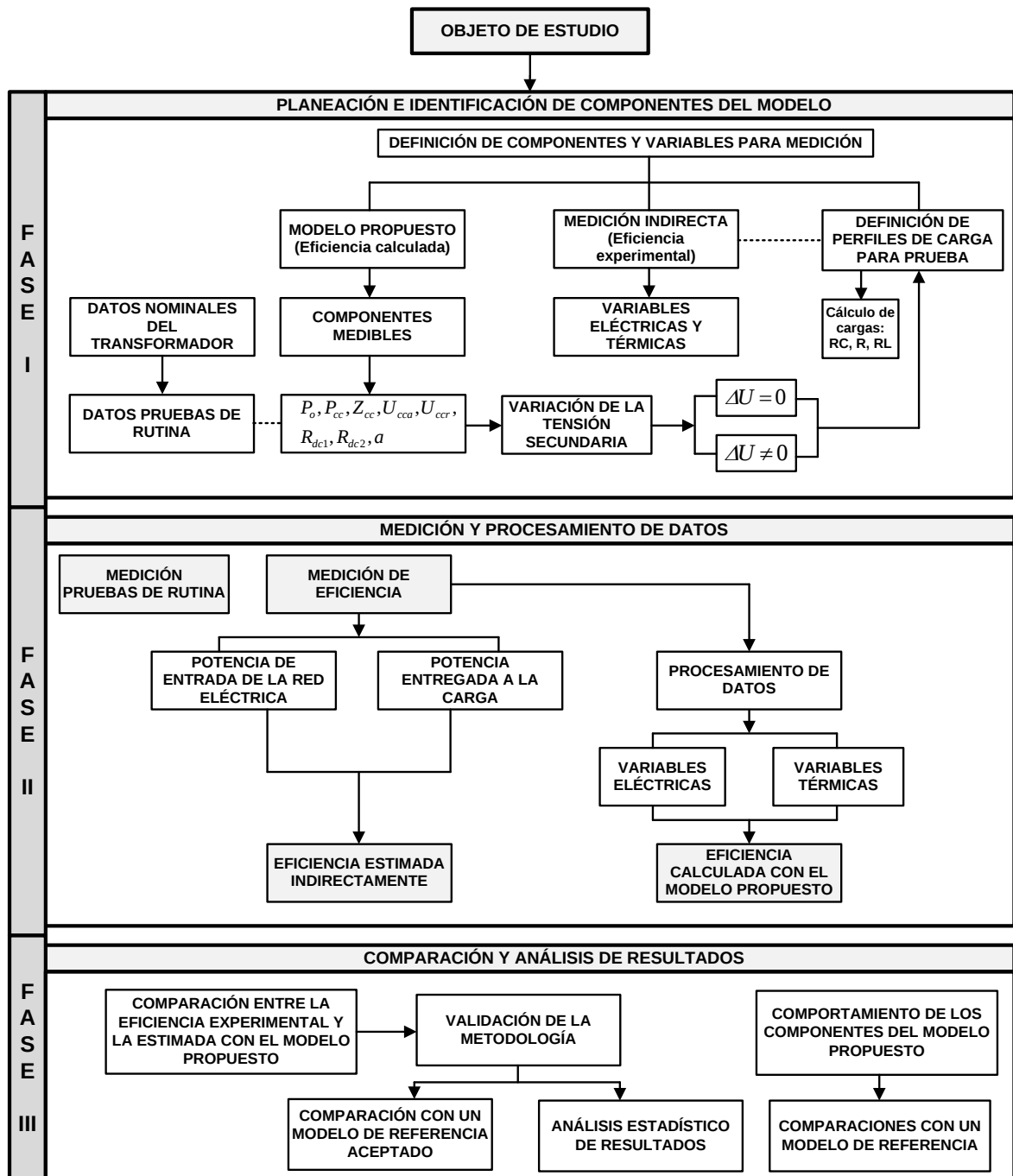
2.1 OBJETO DE ESTUDIO

El objeto de estudio, con el cual se verifica el modelo de eficiencia, es un transformador monofásico de distribución de 3kVA, 7620V/240V.

2.2 FASE I. PLANEACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE COMPONENTES DEL MODELO

Tiene el propósito de identificar las componentes necesarias a medir para obtener la eficiencia del transformador en función de la variación de la tensión secundaria, magnitud de carga y tipo de carga; también se definen las variables a medir y los perfiles de carga para las pruebas de eficiencia por medición indirecta.

Figura 2-2. Diagrama esquemático de la metodología para la verificación del modelo



2.2.1 Datos nominales del transformador. La información dada por el fabricante en la placa característica del transformador, indicada en la Tabla A-1 de los anexos, es necesaria para conocer los valores nominales de diseño de la máquina y para aplicar adecuadamente las normas correspondientes a las pruebas de rutina [6]-[9], [17], [65], [68], [69].

Los datos nominales requeridos son: potencia S_n , tensión primaria U_{1n} , tensión secundaria U_{2n} , número de fases, tipo de material de los devanados de alta tensión y baja tensión, y temperatura de diseño de los devanados.

2.2.2 Identificación de componentes medibles del modelo. Del modelo de eficiencia propuesto se identifican las siguientes componentes, las cuales se deben medir y expresar sus valores en p.u. Pérdidas nominales sin carga P_o , pérdidas nominales con carga P_{cc} , impedancia de cortocircuito Z_{cc} ; resistencia y reactancia de cortocircuito (R_{cc} , X_{cc}) que corresponden en p.u a las tensiones de cortocircuito activa y reactiva ($U_{cca\%}$, $U_{ccr\%}$). Las anteriores componentes se determinan con las pruebas de rutina dadas en los estándares [6]-[9], [17], [65], [68], [69].

Los parámetros asociados con la geometría y diseño de los devanados α , γ se estiman por medio de la Ecuación 1-20 y la Ecuación 1-21, usando los valores de las resistencias y reactancias de cada devanado, determinadas de acuerdo a la metodología planteada por V. Gourishankar [22] y calculadas con las expresiones dadas por la Ecuación 2-3 hasta la Ecuación 2-11.

Con base en los componentes de tensiones $U_{cca\%}$, $U_{ccr\%}$ y las fracciones α , γ asociadas a los devanados, se establece el comportamiento de la variación de la tensión secundaria ΔU , y sus partes ΔU_1 , ΔU_2 , de acuerdo a la Ecuación 1-22 hasta la Ecuación 1-27.

A partir de la información anterior se formula cada componente (P_c , P_{dev} , P_2) del modelo propuesto y se estructura la eficiencia del transformador en función del perfil de carga (factor de carga y tipo de carga), de acuerdo con la Ecuación 1-30, Ecuación 1-31, Ecuación 1-32 y Ecuación 1-33.

2.2.3 Perfiles de carga para prueba. Los perfiles de carga para prueba son obtenidos a partir del comportamiento de la variación de la tensión secundaria que está expresada en términos del factor de carga y tipo de carga.

A continuación se presentan los perfiles de carga (K_{Li}, ϕ_i) de interés.

2.2.3.1 Perfil de carga capacitivo-resistivo. Este perfil se define con el propósito de verificar la región de máxima eficiencia del transformador bajo estudio. El perfil está determinado para un conjunto de puntos ($K_{Li}, -\phi_i$) para los cuales la variación de la tensión secundaria se hace cero ($\Delta U = 0$) con el aumento o disminución del factor de carga y el factor de potencia está en adelanto [2].

Estos puntos se obtienen a partir de la Ecuación 1-28 variando el factor de carga K_{Li} y para los parámetros de la rama de cortocircuito dados.

2.2.3.2 Perfil de carga resistivo. Se define un perfil de carga resistivo puro. El perfil está determinado por un conjunto de puntos (K_{Li}, ϕ_i) para los cuales la variación de la tensión secundaria es diferente de cero ($\Delta U \neq 0$) y para un factor de potencia unitario.

Estos puntos se obtienen a partir de la Ecuación 1-4 variando el factor de carga K_{Li} , con $\phi_2 = 0$ y para los parámetros de la rama de cortocircuito dados.

2.2.3.3 Perfil de carga resistivo-inductivo. Se define un perfil de carga resistivo – inductivo. El perfil está determinado por un conjunto de puntos (K_{Li}, ϕ_i) para los cuales la variación de la tensión secundaria es diferente de cero ($\Delta U \neq 0$) y para un factor de potencia en atraso.

Estos puntos se obtienen a partir de la Ecuación 1-4 variando el factor de carga K_{Li} , con $\phi_2 = 1.047 \text{ rad } (60^\circ)$ y para los parámetros de la rama de cortocircuito dados.

2.2.4 Variables a medir en la prueba de eficiencia. Para el desarrollo de las prueba de eficiencia por medición indirecta se miden variables eléctricas y térmicas en el transformador. Las variables eléctricas para medición corresponden

a la tensión, corriente, factor de potencia y potencia activa obtenidas en los terminales de alta tensión y baja tensión del transformador. Las variables térmicas a medir corresponden a la temperatura medida en el ambiente, sobre la superficie del transformador y en la parte superior del aceite [66].

Las variables que se miden en el transformador son almacenadas y procesadas internamente en un computador mediante la aplicación SAPET [71]; estas se indican en la Tabla 2-1.

Las variables eléctricas se miden con un analizador de calidad de potencia empleando dos canales de voltaje y dos canales de corriente.

Para la medición de las variables térmicas se emplea una tarjeta de adquisición de temperaturas y un módulo de fibra óptica; estos equipos (ver Anexo C), permiten tomar lecturas de temperaturas en el ambiente (T1-T3) y en el aceite (T4) del transformador. Se emplea un hilo de fibra óptica (F1) para tener una medición de respaldo en el aceite. Al finalizar la prueba se registra el valor de la temperatura sobre la superficie del tanque en la parte superior (T5) e inferior (T6), estas últimas variables no son almacenadas por el sistema y se miden cuando el transformador alcance el equilibrio térmico.

Adicionalmente, a estas mediciones se registra el valor de la presión y humedad de cada prueba.

Tabla 2-1. Variables eléctricas y térmicas medidas en el transformador para la prueba de eficiencia.

Variables eléctricas	Variables térmicas, °C
Lado Alta Tensión • Voltaje rms, V • Corriente, A • Potencia activa, W • Factor de potencia Lado Baja Tensión • Voltaje rms, V • Corriente, A • Potencia activa, W • Factor de potencia	Exterior • Temperatura Ambiente_T1 • Temperatura Ambiente_T2 • Temperatura Ambiente_T3 Interior • Temperatura aceite parte superior_T4 • Temperatura aceite parte superior_F1

2.2.4.1 Temperatura de operación representativa T_{ip} . La temperatura de operación representativa de cada prueba está dada por la temperatura promedio en el aceite bajo la condición de estabilidad térmica del transformador. Esta condición se logra cuando la elevación de la temperatura del líquido Δt_0 , no varía más que 2.5% ó 1°C, el valor mayor, durante un período consecutivo de 3 horas [66]. La elevación de temperatura del líquido es la diferencia entre la temperatura del líquido y la del ambiente. El sistema SAPET [71], determina de forma automática el estado de equilibrio térmico en el transformador.

2.3 FASE II. MEDICIÓN Y PROCESAMIENTO DE LOS DATOS

En esta fase se realizan las pruebas de rutina necesarias para determinar las componentes medibles del modelo y se desarrollan las pruebas de eficiencia por medición de las variables eléctricas y térmicas en el transformador. Los registros de las variables medidas en cada prueba de eficiencia son almacenados por el sistema SAPET [71] y procesados para obtener la eficiencia experimental a la temperatura de operación representativa, T_{ip} (temperatura de prueba).

2.3.1 Medición de pérdidas nominales. Los resultados de las pruebas de rutina efectuadas al transformador objeto de estudio se pueden consultar en los anexos desde la Tabla A-2 a la Tabla A-5. En la Tabla A-6 se presentan las pérdidas a la temperatura medida en la prueba y las pérdidas nominales referidas a 85°C, de acuerdo con la sección 14 de la norma [6] que corresponde al reporte de pruebas de rutina, cálculo de regulación y eficiencia.

El valor de las pérdidas nominales a 85°C y los parámetros del circuito monofásico equivalente T del transformador se obtuvieron con el software EFTRA V1.0 [3]; estos datos se compararon contra las estimaciones efectuadas en una hoja de cálculo (Excel), los resultados coincidieron.

Las resistencias y reactancias en p.u de los devanados del transformador se presentan en la Tabla A-7. Los parámetros de diseño y tecnología de los devanados α , γ y la relación X/R se indican en la Tabla A-8 del anexo. Es importante destacar que los materiales de los devanados del transformador, objeto de estudio, están fabricados de cobre y aluminio en los lados de alta tensión y baja tensión respectivamente.

Las formulaciones de la variación de la tensión secundaria ΔU , sus partes ΔU_1 , ΔU_2 ; las componentes de pérdidas en el núcleo P_c , pérdidas en los devanados P_{dev} , potencia de salida P_s y el modelo de eficiencia en función del perfil de carga se pueden observar en la Tabla A-9 de los anexos.

2.3.1.1 Perfiles de carga para prueba. Una vez establecido el comportamiento de la eficiencia para el transformador objeto de estudio en función de la variación de la tensión secundaria, factor de carga y magnitud de carga, se continúa con la determinación de las características de operación del transformador para el estudio experimental del modelo.

En la Tabla 2-2 se indican las características de operación de interés para estudiar el modelo de eficiencia propuesto con el transformador objeto de estudio.

Las curvas de la variación de la tensión secundaria en función del ángulo del factor de potencia para cada K_{Li} (con incrementos de 0.2) se aprecian en la Figura 2-3.

Tabla 2-2. Descripción de las características de operación propuestas para la medición de la eficiencia por método indirecto.

Característica de operación	Variación factor de carga	Variación tipo de carga
capacitiva - resistiva	$0.4 \leq K_{Li} \leq 1.6$	$-\phi_2 = f(K_{Li}), \text{ rad}$
resistiva pura		$\phi_2 = 0, \text{ rad}$
resistiva - inductiva		$\phi_2 = 1.047, \text{ rad}$

Con base en los perfiles de carga (K_{Li}, ϕ_i) definidos, la potencia nominal S_n y la tensión secundaria nominal U_{2n} del transformador bajo estudio, se calculan las impedancias de carga eléctrica para las pruebas experimentales de eficiencia.

En la Tabla 2-3 a la Tabla 2-5 se presenta la relación de los parámetros de las impedancias de carga (RC, R y RL) calculadas de acuerdo con los perfiles de carga definidos.

Figura 2-3. Curvas $\Delta U = f(\phi_2)$ para $-\pi/2\text{rad} \leq \phi_2 \leq \pi/2\text{rad}$ y $0.4 \leq K_L \leq 1.6$

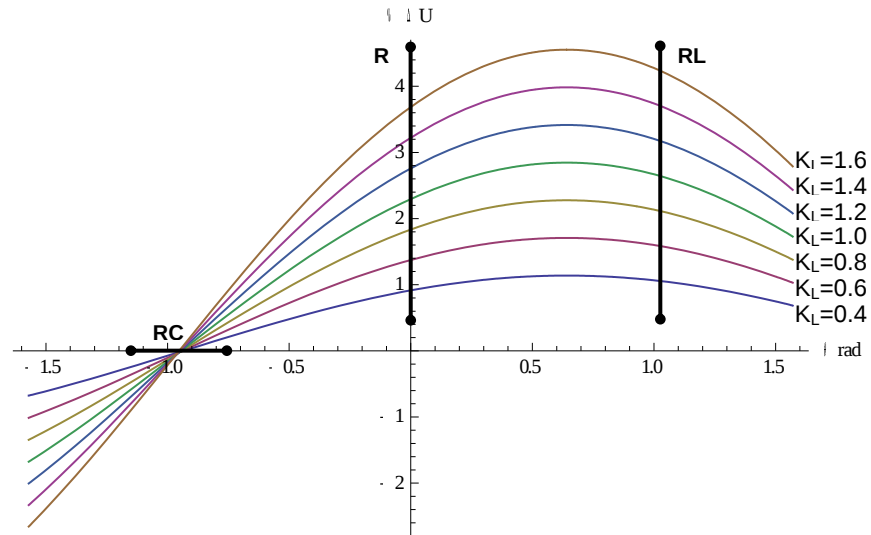


Tabla 2-3. Cálculo de impedancias de carga RC para la verificación de operación del transformador en la región de máxima eficiencia (condición $\Delta U = 0$).

KI	Φ [rad]	Z [Ω]	R [Ω]	X [Ω]	C [μf]	I [A]
0,4	-0,935	48,0	28,48	-38,63	6,87E+01	5,00
0,6	-0,938	32,0	18,92	-25,81	1,03E+02	7,50
0,8	-0,941	24,0	14,13	-19,40	1,37E+02	10,00
1,0	-0,944	19,2	11,26	-15,55	1,71E+02	12,50
1,2	-0,947	16,0	9,35	-12,99	2,04E+02	15,00
1,4	-0,950	13,7	7,98	-11,15	2,38E+02	17,50
1,6	-0,953	12,0	6,96	-9,78	2,71E+02	20,00

Tabla 2-4. Cálculo de impedancias de carga R para prueba.

KI	Φ [rad]	Z [Ω]	R [Ω]	X [Ω]	I [A]
0,4	0,00	48,0	48,00	0,00	5,00
0,6	0,00	32,0	32,00	0,00	7,50
0,8	0,00	24,0	24,00	0,00	10,00
1,0	0,00	19,2	19,20	0,00	12,50
1,2	0,00	16,0	16,00	0,00	15,00
1,4	0,00	13,7	13,71	0,00	17,50
1,6	0,00	12,0	12,00	0,00	20,00

Tabla 2-5. Cálculo de impedancias de carga RL para prueba.

KI	Φ [rad]	Z [Ω]	R [Ω]	X [Ω]	L[mH]	I [A]
0,4	1,047	48,0	24,00	41,57	1,10E+02	5,00
0,6	1,047	32,0	16,00	27,71	7,35E+01	7,50
0,8	1,047	24,0	12,00	20,78	5,51E+01	10,00
1,0	1,047	19,2	9,60	16,63	4,41E+01	12,50
1,2	1,047	16,0	8,00	13,86	3,68E+01	15,00
1,4	1,047	13,7	6,86	11,88	3,15E+01	17,50
1,6	1,047	12,0	6,00	10,39	2,76E+01	20,00

2.3.1.2 Estimación de componentes de pérdidas y eficiencia para los perfiles de carga definidos.

Con el modelo de eficiencia establecido (en función del factor de carga y tipo de carga), y los perfiles de carga definidos se realiza una estimación de los componentes de pérdidas y de eficiencia. Los resultados se pueden observar en la Tabla A-10 a la A-12 de los anexos. Estos valores son reportados a la temperatura de referencia, para el transformador en estudio corresponde a 85°C.

2.3.2 Descripción del sistema de medición de eficiencia. El sistema de medición está compuesto por un analizador de calidad de potencia para el registro de variables eléctricas (voltaje, corriente) y un conjunto de equipos que permiten tener registros de temperaturas. Para obtener la información de los registros de medición se utiliza un sistema de adquisición de datos, desarrollado en la plataforma LabView, el cual tiene una modificación del sistema SAPET (Sistema Automático para las pruebas de Elevación de Temperaturas) [71]. Este sistema fue desarrollado y es utilizado por el Laboratorio de Alta Tensión de la Universidad del Valle para pruebas de calentamiento en transformadores de distribución.

Este método de medición implementado es un sistema propuesto para la determinación directa de la eficiencia en el transformador; tiene como guía el “*método de ensayo para determinar el calentamiento para transformadores sumergidos en líquido refrigerante*”, norma NTC 316 [66]; de acuerdo al procedimiento de esta norma se toman las lecturas de las variables térmicas; con base en estas lecturas se determina la temperatura de operación representativa en cada prueba de eficiencia.

Todo el proceso de medición y procesamiento de las variables es automático. La aplicación guarda minuto a minuto, cronológicamente toda la información en un tipo de archivo “*.xls” hasta que la prueba finaliza.

La descripción del sitio de prueba, el procedimiento de medición implementado y los equipos de medición empleados, se pueden consultar en el Anexo B y Anexo C respectivamente.

2.3.3 Procesamiento de las variables medidas. El sistema de adquisición de datos almacena las lecturas de las variables térmicas y eléctricas que el analizador de potencia y los equipos medidores de temperatura obtienen del transformador. Al finalizar la prueba el sistema entrega un archivo en una hoja electrónica (Excel) con los registros de todas las variables; de esta información se extraen los registros obtenidos en el estado de equilibrio térmico del transformador.

A partir de los registros, obtenidos cada minuto, de las temperaturas ambiente (T1, T2, T3) y de la temperatura en la parte superior del aceite (T4); el sistema (SAPET) determina la elevación de temperatura en el aceite (Δt_0) y evalúa la condición térmica del transformador; los registros seleccionados para análisis se toman para la condición de estabilidad térmica en la máquina.

El valor representativo de cada variable medida corresponde al promedio de todas las mediciones registradas cada minuto. En la Figura 2-4 se presenta un diagrama esquemático del proceso de medición y procesamiento de los datos para cada prueba.

A continuación se procede con la selección de las variables eléctricas que permiten calcular la eficiencia experimental (η), estas corresponden a los promedios de la potencia de entrada ($\overline{PP}$) y potencia de salida ($\overline{PS}$). De la misma forma se selecciona el promedio del factor de potencia del secundario ($\overline{FPS}$) y el promedio de la corriente secundaria ($\overline{IS}$), el cual, con la corriente secundaria nominal (I_{2n}) determinan el factor de carga promedio ($\overline{K_L}$) representativo de la prueba.

Con base en la temperatura promedio en la parte superior del aceite ($\overline{T_4}$) y las mediciones de las temperaturas sobre la superficie en la parte superior (T_5) e inferior (T_6) de la cuba del transformador, se determina la temperatura promedio del aceite (T_{lp}), esta última corresponde a la temperatura de operación representativa del transformador durante la prueba.

Posteriormente, se utiliza T_{lp} como temperatura de referencia para corregir las pérdidas sin carga (P_o), las pérdidas con carga (P_{cc}) y determinar los parámetros ($R_{cc1\%}$, $R_{cc2\%}$, $X_{cc1\%}$, $X_{cc2\%}$,) del circuito equivalente T del transformador.

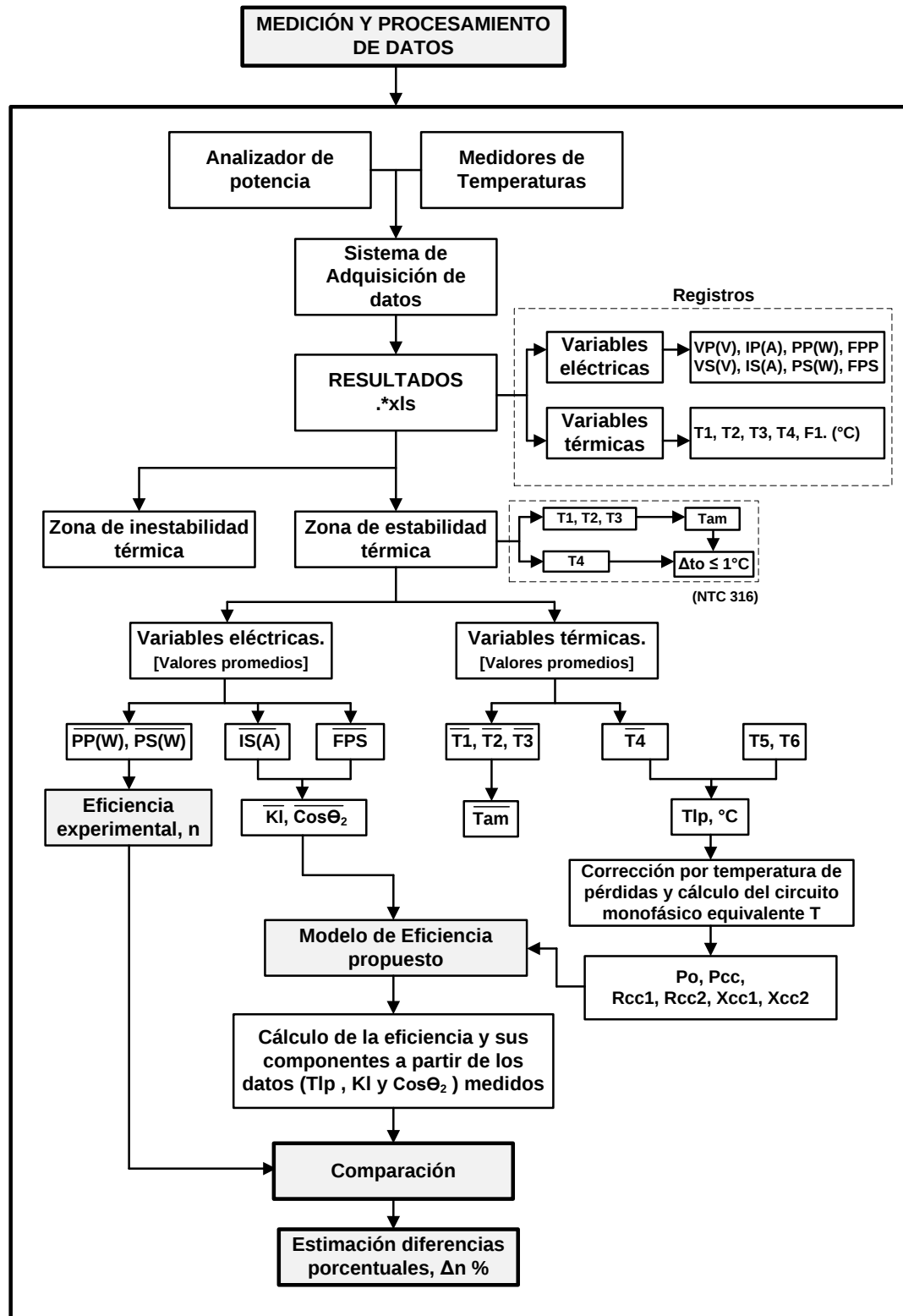
La eficiencia teórica (estimada con el modelo propuesto) se determina bajo las mismas condiciones experimentales (factor de carga $\overline{K_L}$, tipo de carga $\overline{FPS}$ y a la temperatura de prueba T_{lp}) con las cuales se obtuvo la eficiencia por medición indirecta. Su estimación se efectúa mediante sus componentes de pérdidas y potencia de salida empleando la Ecuación 1-30 a la Ecuación 1-33. Para efectuar los cálculos matemáticos de debe conocer los parámetros físico-circuitales del transformador a T_{lp} , las pérdidas corregidas a T_{lp} , el factor de carga promedio $\overline{K_L}$ y el factor de potencia promedio del secundario $\overline{FPS}$.

Finalmente, una vez determinada la eficiencia teórica, estimada con el modelo propuesto, se cuantifica la diferencia porcentual de estos resultados con respecto a los obtenidos experimentalmente. Los resultados experimentales son validados con ayuda del modelo de referencia de Ivanov [55].

2.3.3.1 Estimación teórica de la eficiencia y sus componentes de pérdidas a partir de los datos medidos.

La estimación de las componentes de pérdidas en el núcleo P_c , pérdidas en los devanados P_{dev} , potencia de salida P_s y la eficiencia η , se realiza utilizando la temperatura T_{lp} , el factor de carga promedio $\overline{K_L}$ y el factor de potencia promedio $\overline{FPS}$ obtenidos experimentalmente. En la Figura 2-5 se presenta un diagrama esquemático de la estimación teórica de la eficiencia.

Figura 2-4. Diagrama esquemático del procesamiento de las variables medidas.



- **Procedimiento para la estimación de los componentes y la eficiencia.**

A continuación se indica el procedimiento para la estimación de la eficiencia y sus componentes.

Paso 1. Realizar la corrección de las pérdidas sin carga P_o y pérdidas con carga P_{cc} a la temperatura T_{lp} , para lo cual se toma como base las pérdidas nominales medidas en las pruebas de rutina a la temperatura de prueba.

- **Determinación de pérdidas sin carga a la temperatura T_{lp}**

Para corregir las pérdidas sin carga, se toman como base los resultados de la prueba de rutina (determinación de pérdidas y corriente sin carga [65]) efectuada inicialmente al transformador (Tabla A-4).

Estos valores corresponden a la tensión eficaz (U_{rms}), tensión media (U_m), corriente de vacío (I_o), temperatura medida en la prueba (T_m) y pérdidas sin carga medidas a la temperatura de prueba ($P_m(T_m)$).

Tomando como referencia las formulaciones dadas en la norma NTC 1031 [65], se emplea la Ecuación 2-1 para corregir y determinar las pérdidas sin carga a la temperatura T_{lp} .

$$P_o(T_{lp}) = \left[\frac{P_m(T_m)}{0.5 + 0.5K} \right] (1 + (T_m - T_{lp})(0.00065)) \quad (2-1)$$

Donde:

- T_{lp} : corresponde a la temperatura de referencia T_r en la norma NTC 1031.
- $P_o(T_{lp})$: pérdidas sin carga (W) corregidas a la temperatura de operación representativa, T_{lp} , °C.
- $P_m(T_m)$: pérdidas sin carga (W) medidas a la temperatura de prueba, T_m , °C
- K . factor de corrección por forma de onda.

Debido al cambio de temperatura de referencia para cada prueba, la resistencia del núcleo (R_o) queda determinada a la temperatura T_{lp} y la reactancia de

magnetización (X_m) es la establecida a la temperatura medida T_m en la prueba sin carga.

- **Determinación de pérdidas con carga a la temperatura T_{lp}**

Las pérdidas con carga se refieren a la temperatura T_{lp} utilizando los resultados de la prueba de rutina (determinación de la tensión de cortocircuito y pérdidas con carga [17]) a tap nominal (ver Tabla A-5).

Estos valores corresponden a la tensión de cortocircuito a la corriente de carga y temperatura de prueba $U_{cc}(I_m, T_m)$, corriente de cortocircuito (I_m), temperatura de prueba (T_m) y pérdidas medidas a la temperatura de prueba ($P_m(T_m)$).

Tomando como referencia las formulaciones dadas en la norma NTC 1005 [17], se emplea la Ecuación 2-2 para corregir y determinar las pérdidas con carga a la temperatura T_{lp} .

$$P_{cc}(T_{lp}) = k(I_{n1}^2 R_1 + I_{n2}^2 R_2) \left[\frac{T_K + T_{lp}}{T_K + T_m} - \frac{T_K + T_m}{T_K + T_{lp}} \right] + P_m(T_m) \left(\frac{I_n}{I_m} \right)^2 \left[\frac{T_K + T_m}{T_K + T_{lp}} \right] \quad (2-2)$$

Donde:

T_{lp}	: Corresponde a la temperatura de referencia T en la norma NTC 1005.
$P_{cc}(T_{lp})$	: pérdidas con carga (W) corregidas a la temperatura de operación representativa, T_{lp} , °C
$P_m(T_m)$	: Pérdidas con carga (W) medidas a la temperatura de prueba, T_m , °C
R_1, R_2	: Resistencias medidas en d.c. del devanado primario y secundario respectivamente (Ω), corregidas a la temperatura medida en la prueba con carga, T_m , °C.
I_n	: Corriente nominal (A) del devanado bajo excitación en la prueba con carga.
I_{n1}, I_{n2}	: Corrientes nominales (A) de los devanados primario y secundario respectivamente.
T_K	: Constante del material de los devanados, 229°C para devanados Cu-Al.
k	: Factor constante, 1 ó 1.5 para transformadores monofásicos o trifásicos respectivamente.

Empleando las formulaciones dadas en la norma NTC 1005 [17] se determina para cada prueba la tensión de cortocircuito ($U_{cc}(T_{lp})$) a la temperatura T_{lp} . Los componentes activa $U_{cca}(T_{lp})$ y reactiva $U_{ccr}(T_m)$ de la tensión de cortocircuito quedan determinados a las temperaturas T_{lp} y T_m respectivamente.

Paso 2. Determinar los parámetros del circuito equivalente T del transformador a la temperatura de prueba T_{lp} en p.u% y con base en estos resultados calcular los parámetros de diseño de los devanados (α , γ) a partir de la Ecuación 1-20 y Ecuación 1-21.

Empleando la Ecuación 2-3 a la Ecuación 2-11 planteadas por V. Gourishankar [22] se obtienen los valores aproximados para R_{cc1} , R_{cc2} , X_{cc1} , X_{cc2} que corresponden a las tensiones de cortocircuito activa y reactiva en p.u. (U_{cca} , U_{ccr}), que están asociadas con las componentes de activa y reactiva de las tensiones de cada devanado (U_{cca1} , U_{cca2} , U_{ccr1} , U_{ccr2}).

$$\lambda = \frac{R_{dc1}}{R_{dc2}} = \frac{R_{cc1}}{R_{cc2}} = \frac{X_{cc1}}{X_{cc2}} \quad (2-3)$$

$$R_{cc} = R_{cc1} + a^2 \cdot R_{cc2} \quad (2-4)$$

$$X_{cc} = X_{cc1} + a^2 \cdot X_{cc2} \quad (2-5)$$

Donde:

- R_{dc1} , R_{dc2} : Resistencias medidas en d.c. del devanado primario y secundario respectivamente (Ω).
- a : Relación de transformación con el conmutador en posición nominal.
- R_{cc} , X_{cc} : Resistencia equivalente en a.c. referida a 85° y reactancia equivalente (Ω).
- R_{cc1} , X_{cc1} : Resistencias de los devanados primario y secundario respectivamente a 85°C (Ω).

R_{cc2}
 X_{cc1}, X_{cc2} : Reactancias de los devanados primario y secundario respectivamente (Ω).

Sustituyendo la Ecuación 2-3 en la Ecuación 2-4 ó en la Ecuación 2-5 se puede mostrar que:

$$R_{cc1} = K_1 \cdot R_{cc} \quad (2-6)$$

$$R_{cc2} = K_2 \cdot R_{cc} \quad (2-7)$$

$$X_{cc1} = K_1 \cdot X_{cc} \quad (2-8)$$

$$X_{cc2} = K_2 \cdot X_{cc} \quad (2-9)$$

Donde,

$$K_1 = \frac{R_{dc1}}{R_{dc1} + a^2 \cdot R_{dc2}} \quad (2-10)$$

$$K_2 = \frac{R_{dc2}}{R_{dc1} + a^2 \cdot R_{dc2}} \quad (2-11)$$

La determinación de los parámetros (resistencia (R_o) y reactancia (X_o)) de la rama de magnetización, se hace a partir de los datos de la prueba de medición de pérdidas sin carga [65], empleando la teoría básica establecida en la literatura [40], [53], [54].

Paso 3. Calcular la variación de la tensión secundaria ΔU y sus partes asociadas con cada devanado (ΔU_1 y ΔU_2), con base en el perfil de carga obtenido experimentalmente ($\overline{K_L}$, $\overline{FPS}$), los parámetros físico – circuitales del transformador a la temperatura T_{lp} y los parámetros de diseño de los devanados.

Paso 4. Calcular las componentes del modelo propuesto, es decir, la componente de pérdidas en el núcleo (Ecuación 1-30), la componente de pérdidas en los devanados (Ecuación 1-31), y la potencia de salida (Ecuación 1-32) con base en la información de los pasos anteriores.

Paso 5. Estimar la eficiencia mediante la Ecuación 1-33 empleando las componentes calculadas en el paso 4.

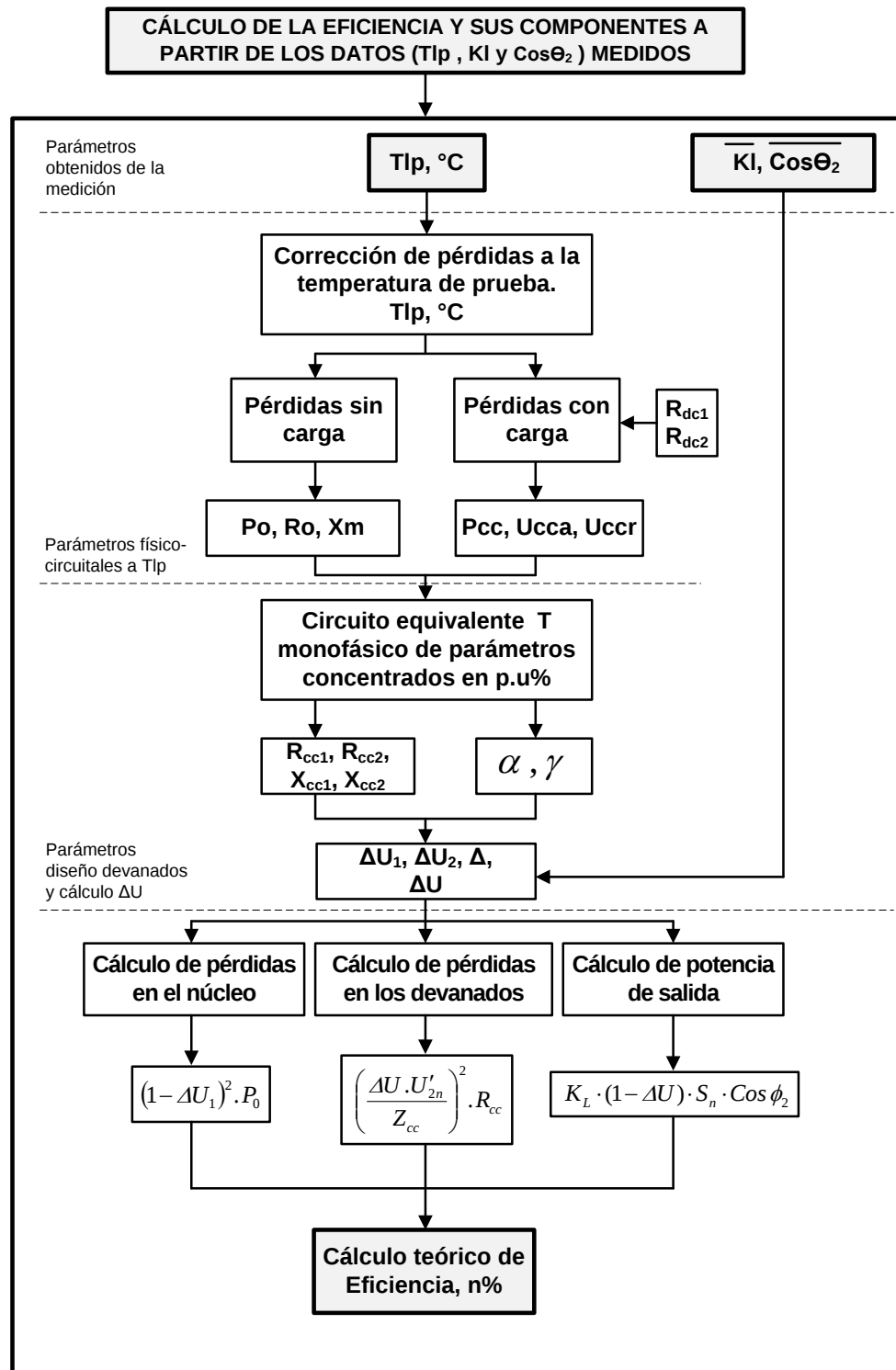
2.4 FASE III. FASE DE COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta parte se presentan los resultados de las mediciones de eficiencia, se efectúan comparaciones entre la estimación teórica del modelo propuesto y las mediciones; a partir de las condiciones de pruebas se efectúa un análisis del comportamiento de las componentes de pérdidas y potencia de salida en función del factor de carga, factor de potencia y de la variación de la tensión secundaria. La metodología implementada se valida usando el modelo de referencia [55] estudiado en el capítulo 1.3.3 y mediante un análisis estadístico de los resultados. Esta fase se desarrolla en el siguiente capítulo debido a su importancia dentro de la metodología.

2.5 RESUMEN

En este capítulo se describió la metodología implementada para verificar experimentalmente el modelo de eficiencia. En la fase I se identificaron los parámetros medibles del modelo, se definieron los tipos de carga de interés para la verificación del comportamiento de la eficiencia, se definieron las variables a medir en las pruebas y se describió el sistema de medición. En la fase II se efectuaron las pruebas de eficiencia, se presentó el procedimiento de medición de variables térmicas y eléctricas, y se indicó el procesamiento de las mismas. En la fase III, desarrollada en siguiente capítulo, se presentarán los resultados y se establecerán comparaciones entre estos valores y las estimaciones hechas con el modelo propuesto.

Figura 2-5. Diagrama esquemático para la estimación de la eficiencia empleando la temperatura, el factor y tipo de carga medidos durante la prueba.



3. COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados de las pruebas, los cálculos teóricos con el modelo de eficiencia propuesto y un análisis del comportamiento de sus componentes de pérdidas correspondientes al transformador, objeto de estudio. Los resultados experimentales, obtenidos con la metodología, son validados con el modelo de referencia [55] y con un análisis estadístico de las mediciones.

La eficiencia se midió indirectamente a partir de la medición directa de la potencia activa de entrada y la potencia activa de salida durante el período de estabilidad térmica, para un factor de carga y factor de potencia constantes. Con la relación dada por la Ecuación 1-1 se estima la eficiencia como valor representativo de la prueba.

Las mediciones se desarrollaron en la zona de ensayo de actitud al cortocircuito de transformadores, del laboratorio de Alta Tensión de la Universidad del Valle. El transformador monofásico se energizó a su tensión nominal de 7620V entre los terminales U-X (lado primario) y la carga se conectó entre los terminales u-x (lado secundario) para cada prueba.

El sistema de medición implementado y la metodología para el procesamiento de los registros eléctricos y térmicos medidos, están de acuerdo a lo descrito en el capítulo 2.3.3.

Los perfiles de carga registrados, constituidos por la coordenada dada: factor de carga y factor de potencia (Kl, F.P), corresponden a las cargas de potencia eléctrica (propuestas en el capítulo 2.3.1.1) que se lograron implementar de acuerdo a los bancos de cargas eléctricas disponibles en el laboratorio.

A partir de los registros tanto eléctricos como térmicos, medidos y procesados matemáticamente, se obtiene una estimación con el modelo propuesto para la eficiencia y sus componentes. Comparando esta eficiencia con la obtenida por la medición de las potencias de entrada y salida se estima el error absoluto y el error relativo porcentual. Los datos procesados también permiten analizar el comportamiento de los componentes del modelo como función de la variación de la tensión secundaria, factor de carga y tipo de carga.

3.1 VALIDACIÓN DE RESULTADOS EXPERIMENTALES

Con el propósito de validar los resultados experimentales de eficiencia, estos se comparan contra los estimados con el modelo de referencia [55]; finalmente, se presentan los resultados de un análisis estadístico que corresponde a los intervalos de confianza y a las incertidumbres de las mediciones.

3.1.1 Comparación entre la eficiencia estimada a partir de un modelo de referencia y la obtenida por medición.

En la Tabla 3-1 se presentan los errores absolutos y los errores relativos porcentuales de las estimaciones obtenidas con el modelo de eficiencia de referencia (Ivanov [55]), respecto a los resultados experimentales. Estos resultados aparecen relacionados con la temperatura de operación (T_{ip}), el factor de carga (KI) y factor de potencia (F.P) que son valores estimados como representativos de la prueba. Las mediciones se realizaron para tres tipos de carga distintos: resistivo-capacitivo (RC), resistivo (R) y resistivo-inductivo (RL), para factores de carga comprendidos entre 0,4 y 1,6.

Tabla 3-1. Comparación entre la eficiencia estimada con el modelo de referencia [55] y los resultados experimentales.

	T_{ip} °C	Perfil de carga		Modelo Ivanov ⁽¹⁾ , η , p.u%	Medición ⁽²⁾ , η , p.u%	Error absoluto ⁽³⁾ , p.u%	Error relativo ⁽⁴⁾ , %
		KI	F.P				
RC ⁽⁵⁾	28,25	0,398	0,585	95,87	95,16	0,72	0,75
	34,62	0,490	0,601	96,20	95,67	0,52	0,55
	35,40	0,600	0,580	96,15	95,68	0,47	0,49
	44,31	0,781	0,591	96,02	95,67	0,36	0,37
	39,99	0,977	0,594	95,76	95,52	0,25	0,26
	47,78	1,183	0,593	95,24	94,91	0,33	0,35
	55,30	1,400	0,586	94,54	94,09	0,45	0,48
	58,72	1,614	0,561	93,67	92,79	0,88	0,95
R ⁽⁶⁾	29,94	0,397	1,000	97,53	97,39	0,14	0,14
	29,37	0,588	0,999	97,73	97,75	-0,02	-0,02
	40,52	0,767	0,999	97,61	97,68	-0,06	-0,07
	37,13	0,957	0,999	97,44	97,60	-0,16	-0,16
	48,99	1,175	0,999	97,06	97,18	-0,12	-0,13
	49,89	1,369	0,999	96,74	96,81	-0,07	-0,07
	49,22	1,489	0,999	96,54	96,45	0,09	0,09
RL ⁽⁷⁾	29,89	0,386	0,526	95,35	95,81	-0,46	-0,48
	39,23	0,568	0,531	95,74	96,42	-0,68	-0,70
	36,18	0,781	0,547	95,74	96,35	-0,61	-0,63

	T_{ip} °C	Perfil de carga		Modelo Ivanov ⁽¹⁾ , η , p.u%	Medición ⁽²⁾ , η , p.u%	Error absoluto ⁽³⁾ , p.u%	Error relativo ⁽⁴⁾ , %
		KI	F.P				
	42,15	0,946	0,530	95,24	95,92	-0,68	-0,71
	56,61	1,309	0,525	94,01	94,38	-0,36	-0,39
(1)	Valor estimado con el modelo de eficiencia de referencia [55]. Ver Ecuación 1-17.						
(2)	Resultado de la prueba, valor obtenido por medición directa de la potencia promedio de entrada y potencia promedio de salida del transformador. Estimado con la Ecuación 1-1.						
(3)	Resultado de la diferencia porcentual de (1) – (2)						
(4)	Resultado de la operación matemática de [(3)/(2)]x100%						
(5, 6, 7)	Tipos de impedancias de carga, en su orden, resistiva capacitiva (factor de potencia en adelanto), resistiva pura (factor de potencia unitario) y resistiva inductiva (factor de potencia en atraso).						

En la Figura 3-1, Figura 3-2 y Figura 3-3 se muestra una comparación gráfica de los valores de eficiencia experimentales y los calculados con el modelo para los tipos de carga y factores de carga indicados en la Tabla 3-1. El orden de realización de las pruebas por tipo de carga y por factor de carga se puede consultar en la Tabla D-1 de los anexos.

Figura 3-1. Comparación entre los resultados de eficiencia experimentales y los obtenidos con el modelo de referencia, para el perfil de carga RC.

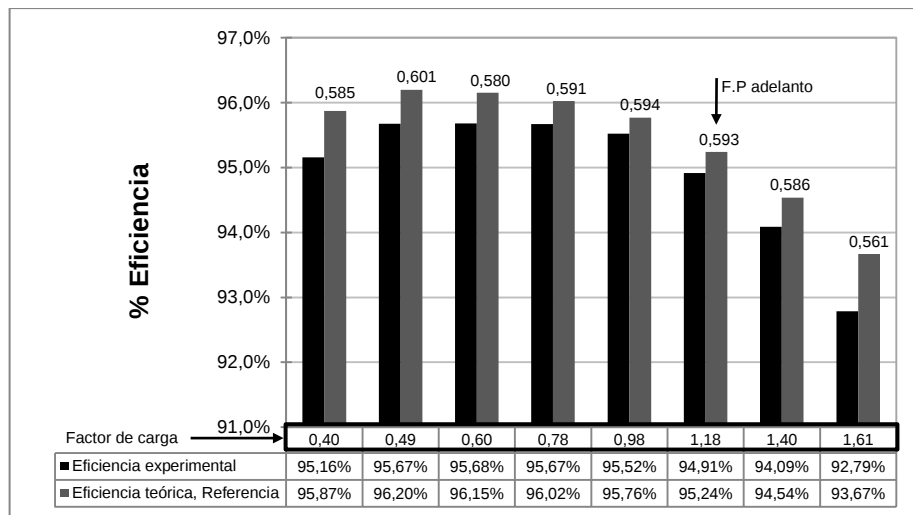


Figura 3-2. Comparación entre los resultados de eficiencia experimentales y los obtenidos con el modelo de referencia, para el perfil de carga R

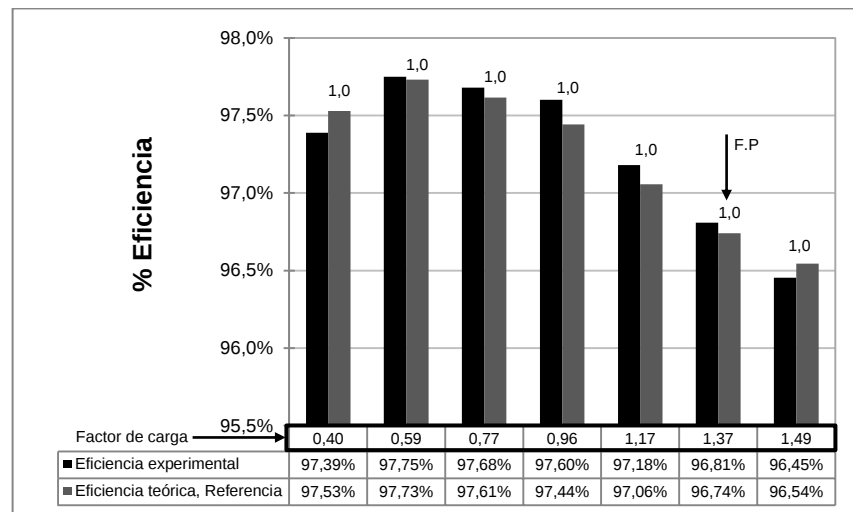
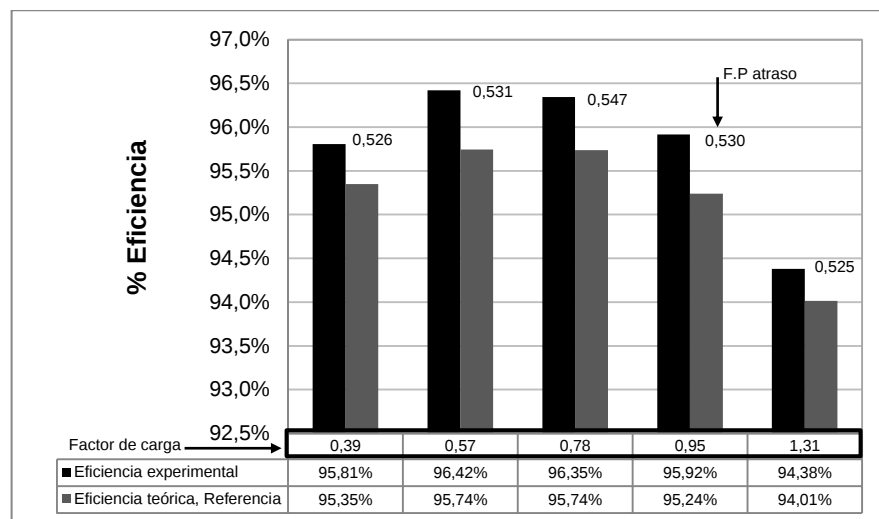


Figura 3-3. Comparación entre los resultados de eficiencia experimentales y los obtenidos con el modelo de referencia, para el perfil de carga RL



3.1.2 Análisis estadístico de resultados

Los resultados experimentales de eficiencia, se complementan con un tratamiento estadístico, con el cual se determinan los intervalos de confianza y la incertidumbre de la medición.

3.1.2.1 Intervalos de confianza de las mediciones de eficiencia

Los intervalos de confianza se determinan para cada uno de los puntos de eficiencia (obtenidos experimentalmente), con un nivel de confianza de 99%; considerando que las varianzas poblacionales son desconocidas, se utilizó una distribución T-Student y se realizó corrección por población finita debido a la procedencia de los datos.

En la Tabla E-1 de los anexos se pueden observar los intervalos de confianza de los resultados experimentales de eficiencia para el transformador objeto de estudio. Este análisis se hizo para 20 puntos de prueba distribuidos de la siguiente manera: 8 puntos con cargas Resistivas-Capacitivas (RC), 7 puntos con cargas Resistivas (R) y 5 puntos con cargas Resistivas-Inductivas (RL). Estos puntos corresponden a los registros obtenidos en el estado de estabilidad térmica del objeto de estudio.

3.1.2.2 Incertidumbre de la medición

El procedimiento empleado para determinar la incertidumbre de las mediciones de la eficiencia y los resultados se pueden consultar en el Anexo F.

3.2 COMPARACIÓN ENTRE LA EFICIENCIA ESTIMADA CON EL MODELO DE REFERENCIA Y EL MODELO PROPUESTO CON RESPECTO A LA OBTENIDA EXPERIMENTALMENTE

En la Tabla 3-2 se presentan los errores absolutos y errores relativos porcentuales de las eficiencias calculadas con el modelo referente y el modelo propuesto respecto a las obtenidas por medición para cada factor de carga y tipo de carga. Se usaron las condiciones de prueba: el perfil de carga (KI, F.P) y la temperatura (T_{ip}) para determinar teóricamente la eficiencia por el método de determinación indirecta mediante sus componentes.

Tabla 3-2. Comparación entre la eficiencia estimada con los modelos propuesto [2] e Ivanov [55] contra la obtenida por medición.

T _{ip} °C	Perfil de carga		Medición	Estimaciones de eficiencia ⁽¹⁾ η, p.u%		Error Absoluto ⁽²⁾ , p.u%		Error relativo ⁽³⁾ , %		
	KI	F.P	η %	Modelo Ivanov	Modelo propuesto	Modelo Ivanov	Modelo propuesto	Modelo Ivanov	Modelo propuesto	
RC	28,25	0,398	0,585	95,16	95,87	97,04	0,72	1,88	0,75	1,98
	34,62	0,490	0,601	95,67	96,20	97,66	0,52	1,98	0,55	2,07
	35.40	0,600	0,580	95,68	96,15	98,00	0,47	2,32	0,49	2,43

	T _{ip} °C	Perfil de carga		Medición	Estimaciones de eficiencia ⁽¹⁾ η, p.u%		Error Absoluto ⁽²⁾ , p.u%		Error relativo ⁽³⁾ , %	
		KI	F.P	η %	Modelo Ivanov	Modelo propuesto	Modelo Ivanov	Modelo propuesto	Modelo Ivanov	Modelo propuesto
	44,31	0,781	0,591	95,67	96,02	98,49	0,36	2,83	0,37	2,95
	39,99	0,977	0,594	95,52	95,76	98,79	0,25	3,27	0,26	3,42
	47,78	1,183	0,593	94,91	95,24	99,00	0,33	4,09	0,35	4,31
	55,30	1,400	0,586	94,09	94,54	99,15	0,45	5,06	0,48	5,38
	58,72	1,614	0,561	92,79	93,67	99,21	0,88	6,43	0,95	6,93
R	29,94	0,397	1,000	97,39	97,53	97,83	0,14	0,44	0,14	0,45
	29,37	0,588	0,999	97,75	97,73	98,16	-0,02	0,41	-0,02	0,42
	40,52	0,767	0,999	97,68	97,61	98,18	-0,06	0,50	-0,07	0,52
	37,13	0,957	0,999	97,60	97,44	98,15	-0,16	0,55	-0,16	0,56
	48,99	1,175	0,999	97,18	97,06	97,88	-0,12	0,70	-0,13	0,72
	49,89	1,369	0,999	96,81	96,74	97,72	-0,07	0,92	-0,07	0,95
	49,22	1,489	0,999	96,45	96,54	97,61	0,09	1,16	0,09	1,20
RL	29,89	0,386	0,526	95,81	95,35	95,45	-0,46	-0,36	-0,48	-0,37
	39,23	0,568	0,531	96,42	95,74	95,91	-0,68	-0,52	-0,70	-0,53
	36,18	0,781	0,547	96,35	95,74	95,92	-0,61	-0,43	-0,63	-0,44
	42,15	0,946	0,530	95,92	95,24	95,52	-0,68	-0,40	-0,71	-0,41
	56,61	1,309	0,525	94,38	94,01	94,51	-0,36	0,13	-0,39	0,13
(1)	Estimaciones de eficiencia con el modelo propuesto e Ivanov, bajo las mismas condiciones experimentales.									
(2)	Errores absolutos calculados para las estimaciones de eficiencia con el modelo propuesto e Ivanov, tomando como referencia los resultados experimentales. (valor teórico – valor medido)									
(3)	Errores relativos porcentuales calculados para las estimaciones de eficiencia con el modelo propuesto e Ivanov, respecto a los resultados experimentales. (valor teórico – valor medido)/ valor medido									

3.2.1 Comparación para el perfil de carga RC. En la Figura 3-4 se compara el comportamiento de los resultados experimentales y los calculados (estimados teóricamente). Se observa un aumento de los errores absolutos del modelo propuesto con respecto a los resultados experimentales, de acuerdo a la Tabla 3-2, cada vez la tendencia de estas diferencias indican una sobreestimación de la eficiencia con el aumento del factor de carga y se encuentra que la magnitud de la diferencia máxima es de 6,43% para un factor de carga de 1,614.

3.2.2 Comparación para el perfil de carga R. En la Figura 3-5 se compara el comportamiento de los resultados experimentales y los calculados (estimados teóricamente). Se observa un aumento de los errores absolutos del modelo propuesto con respecto a los resultados experimentales, estas diferencias se incrementan levemente con el aumento del factor de carga. En la Tabla 3-2 se encuentra que la magnitud de la diferencia porcentual máxima es de 1,16% para un factor de carga de 1,489.

3.2.3 Comparación para el perfil de carga RL. En la Figura 3-6 se compara el comportamiento de los resultados experimentales y los calculados (estimados teóricamente). Se observan errores absolutos, del modelo propuesto, menores con respecto a las encontradas para los tipos de carga RC y R. Para este tipo de carga la diferencia disminuye con el incremento del factor de carga de acuerdo a la Tabla 3-2, donde se aprecia una diferencia máxima de 0,52% para un factor de carga de 0,568.

Figura 3-4. Comparación entre los resultados de eficiencia experimentales y los calculados teóricamente para el perfil de carga RC.

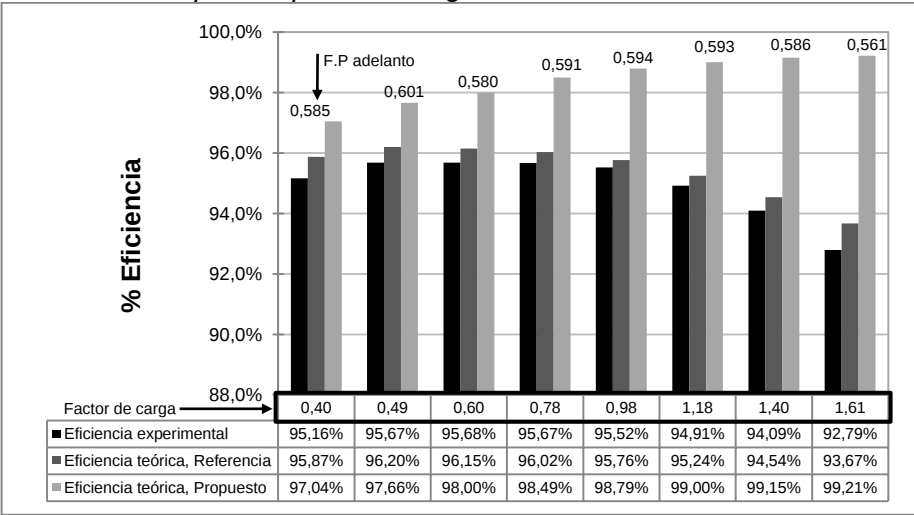


Figura 3-5. Comparación entre los resultados de eficiencia experimentales y los calculados teóricamente para el perfil de carga R.

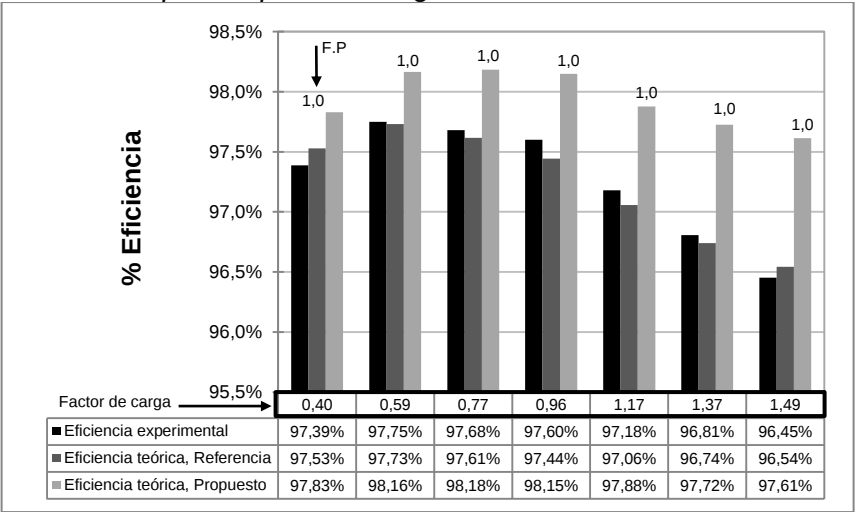
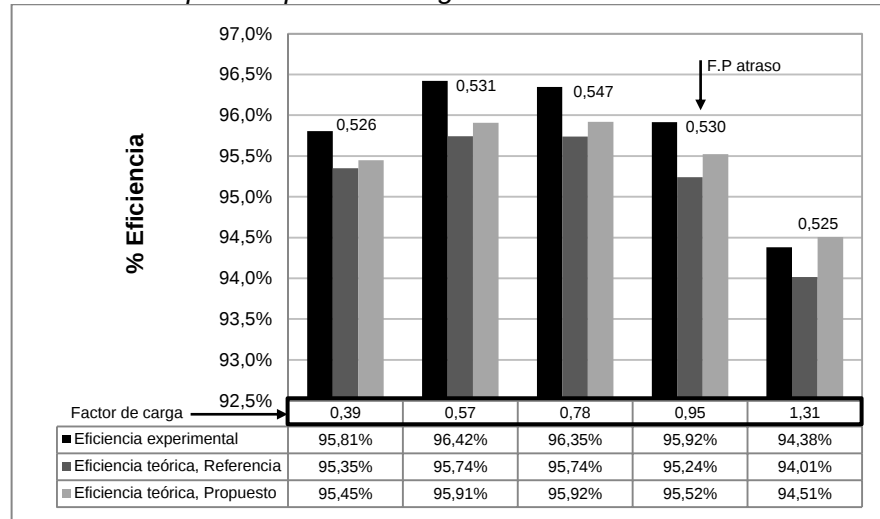


Figura 3-6. Comparación entre los resultados de eficiencia experimentales y los calculados teóricamente para el perfil de carga RL.



3.3 COMPORTAMIENTO DE LOS COMPONENTES DE LA EFICIENCIA EN FUNCIÓN DE LA VARIACIÓN DE LA TENSIÓN SECUNDARIA, TIPO DE CARGA Y FACTOR CARGA

En la Tabla 3-3 se presentan los resultados del cálculo de las componentes de pérdidas en el núcleo ($P_{c\%}$), pérdidas en los devanados ($P_{dev\%}$) y potencia de salida ($P_{s\%}$) con el modelo de eficiencia propuesto [2] evaluado a las mismas condiciones medidas en cada prueba, para el transformador objeto de estudio. Estas componentes se muestran relacionadas con el perfil de carga de prueba (KI, F.P), la temperatura de prueba (T_{ip}), la variación de la tensión secundaria ($\Delta U_{\%}$) con sus componentes ($\Delta U_{1\%}$, $\Delta U_{2\%}$) y las pérdidas ($P_{o\%}$, $P_{cc\%}$) con la impedancia de cortocircuito ($Z_{cc\%}$) referidas a la temperatura de prueba.

3.3.1 Componente de pérdidas en el núcleo P_c . De acuerdo con el modelo de eficiencia propuesto [2]:

- La componente de pérdidas en el núcleo P_c está en función de las pérdidas sin carga P_o y la componente ΔU_1 (ver Ecuación 1-30), que mediante α considera el tipo del material de los devanados.
- Para la condición de operación donde $\Delta U=0$, la componente de pérdidas en el núcleo P_c no difiere de las pérdidas nominales sin carga P_o .

Tabla 3-3. Cálculo con el modelo propuesto, de la eficiencia y sus componentes en función de la variación de la tensión secundaria, factor de carga y tipo de carga.

Carga tipo	Tlp ⁽¹⁾ , °C	Perfil de carga			Valores corregidos a la temperatura Tlp			Variación de la tensión secundaria			Componentes del modelo propuesto y Eficiencia (Tlp)			
		KI	F.P	θ , rad	P _o ⁽²⁾ , p.u%	P _{cc} ⁽³⁾ , p.u%	Z _{cc} ⁽⁴⁾ , p.u%	ΔU_1 %	ΔU_2 %	ΔU %	P _c ⁽⁵⁾ , p.u%	P _{dev} ⁽⁶⁾ , p.u%	P ₂ ⁽⁷⁾ , p.u%	Eficiencia p.u%
RC	28,25	0,398	0,5853	-0,946	0,7076	1,870	2,528	-0,061	-0,048	-0,109	0,7085	0,003	23,34	97,04
	34,62	0,490	0,6009	-0,926	0,7047	1,916	2,563	-0,053	-0,041	-0,095	0,7054	0,003	29,50	97,66
	35,40	0,600	0,5805	-0,951	0,7043	1,922	2,567	-0,085	-0,066	-0,150	0,7055	0,007	34,86	98,00
	44,31	0,781	0,5907	-0,939	0,7002	1,986	2,616	-0,076	-0,059	-0,135	0,7013	0,005	46,18	98,49
	39,99	0,977	0,5938	-0,935	0,7022	1,955	2,592	-0,097	-0,075	-0,172	0,7036	0,009	58,14	98,79
	47,78	1,183	0,5934	-0,936	0,6986	2,011	2,635	-0,090	-0,070	-0,160	0,6999	0,007	70,29	99,00
	55,30	1,400	0,5856	-0,945	0,6952	2,066	2,677	-0,094	-0,073	-0,168	0,6965	0,008	82,13	99,15
	58,72	1,614	0,5613	-0,975	0,6936	2,091	2,696	-0,161	-0,125	-0,285	0,6958	0,023	90,85	99,21
R	29,94	0,397	0,9995	0,030	0,7068	1,882	2,537	0,433	0,337	0,769	0,7007	0,173	39,38	97,83
	29,37	0,588	0,9990	0,045	0,7071	1,878	2,534	0,649	0,504	1,153	0,6980	0,389	58,06	98,16
	40,52	0,767	0,9993	0,037	0,7020	1,959	2,595	0,877	0,682	1,559	0,6897	0,707	75,50	98,18
	37,13	0,957	0,9992	0,040	0,7035	1,934	2,576	1,084	0,843	1,928	0,6883	1,083	93,81	98,15
	48,99	1,175	0,9985	0,054	0,6981	2,020	2,641	1,403	1,091	2,495	0,6786	1,802	114,37	97,88
	49,89	1,369	0,9992	0,041	0,6976	2,027	2,646	1,626	1,265	2,891	0,6751	2,418	132,80	97,72
	49,22	1,489	0,9992	0,040	0,6980	2,022	2,643	1,766	1,373	3,139	0,6735	2,853	144,15	97,61
RL	29,89	0,386	0,5258	1,017	0,7069	1,882	2,537	0,529	0,411	0,940	0,6994	0,258	20,09	95,45
	39,23	0,568	0,5308	1,011	0,7026	1,949	2,588	0,791	0,615	1,407	0,6915	0,576	29,70	95,91
	36,18	0,781	0,5473	0,992	0,7040	1,927	2,571	1,090	0,848	1,938	0,6887	1,095	41,92	95,92
	42,15	0,946	0,5302	1,012	0,7012	1,971	2,604	1,325	1,030	2,355	0,6828	1,613	48,96	95,52
	56,61	1,309	0,5247	1,018	0,6946	2,075	2,684	1,872	1,456	3,328	0,6688	3,192	66,40	94,51
(1)	Temperatura operación representativa o temperatura de prueba.													
(2)	Pérdidas nominales sin carga en p.u% corregidas a la temperatura Tlp													
(3)	Pérdidas nominales con carga en p.u% corregidas a la temperatura Tlp													
(4)	Impedancia de cortocircuito en p.u% a la temperatura Tlp													
(5, 6, 7)	Componente de pérdidas en el núcleo, pérdidas en los devanados y potencia de salida, de acuerdo con el modelo de eficiencia propuesto, a la temperatura Tlp. Ver Ecuación 1-33.													

Conforme a los resultados registrados en la Tabla 3-3, se observa que $P_{0\%}$ y $\Delta U_{1\%}$ tienen comportamientos distintos con el incremento de la temperatura T_{lp} y con el aumento del factor de carga KI respectivamente; es decir, se experimentó que las pérdidas sin carga¹ $P_{0\%}$ disminuyen con el incremento de la temperatura de prueba T_{lp} y la magnitud de la componente $\Delta U_{1\%}$ se incrementa positivamente con el aumento del factor de carga para los tipos de carga R y RL.

De acuerdo al signo de la variación de la tensión secundaria y según el tipo de carga, se observan diferentes comportamientos de la componente de pérdidas en el núcleo P_c con respecto a las pérdidas nominales sin carga P_0 ; a continuación se presenta la comparación de esta componente, estimada tanto para el modelo referente como para el modelo propuesto con respecto a las pérdidas sin carga $P_{0\%}$.

3.3.1.1 Comportamiento para el perfil de carga RC. El factor de carga (KI) y factor de potencia (F.P) obtenidos en cada prueba con cargas RC, registrados en la Tabla 3-3, corresponden al perfil de carga calculado para obtener $U_{\%} = \Delta U_{1\%} + \Delta U_{2\%} = 0$, se observa que se logró obtener para la componente $\Delta U_{1\%}$ valores negativos menores a 0,2%; estos valores (magnitud y signo) producen un leve incremento de las pérdidas sin carga P_0 (a la temperatura de prueba) que se manifiesta en P_c para cada factor de carga.

En la Tabla 3-4 se observan las diferencias porcentuales (errores absolutos) de cada una de las pérdidas sin carga $P_{0\%}$, corregidas a la temperatura de prueba T_{lp} , con respecto a la componente de pérdidas en el núcleo $P_{c\%}$ estimada tanto para el modelo de referencia como para el propuesto.

3.3.1.2 Comportamiento para los perfiles de carga R y RL. Conforme a los resultados de las pruebas efectuadas con cargas R y RL, se puede observar en la Tabla 3-3 que la componente $\Delta U_{1\%}$ presenta valores porcentuales positivos, los cuales producen una disminución de las pérdidas sin carga $P_{0\%}$, efecto que se puede apreciar en la componente de pérdidas en el núcleo $P_{c\%}$.

¹“El decrecimiento observado en las pérdidas sin carga por un incremento en la temperatura resulta de muchos mecanismos que actúan juntos. Los cambios en la resistividad del acero del núcleo, cambios en las fatigas mecánicas en la estructura del núcleo, y variaciones en los gradientes de temperatura en el núcleo causan que las pérdidas sin carga cambien con la temperatura. Debido a que estos factores varían en los diseños y también entre transformadores del mismo diseño, no es práctico especificar una fórmula exacta para cuantificar la variación de temperatura en todo el rango de temperatura de operación de los transformadores”, NTC 1031 [65].

En la Tabla 3-4 se presentan las diferencias porcentuales de cada una de las pérdidas sin carga $P_{0\%}$, corregidas a la temperatura de prueba T_{lp} , con respecto a la componente de pérdidas en el núcleo $P_{c\%}$. Estas diferencias indican sobreestimación para cargas RC, tanto para el modelo de referencia como para el modelo propuesto con el aumento de $\Delta U_{\%}$ y $\Delta U_{1\%}$ respectivamente; mientras que para las regiones R y RL existe una subestimación.

Tabla 3-4. Diferencias porcentuales entre las pérdidas sin carga $P_{0\%}$ y las pérdidas en el núcleo $P_{c\%}$ estimada con los modelos de referencia y propuesto.

Cargas Tipo	T_{lp} , °C	KI	F.P	$P_o^{(1)}$, p.u %	Modelo Ivanov		Modelo propuesto		Error absoluto, p.u%	
					ΔU %	$P_c^{(2)}$, p.u %	ΔU_1 %	$P_c^{(3)}$, p.u %	Modelo Ivanov ⁽⁴⁾	Modelo propuesto ⁽⁵⁾
RC	28,25	0,398	0,5853	0,7076	-0,109	0,7084	-0,061	0,7085	0,0800	0,0900
	34,62	0,490	0,6009	0,7047	-0,095	0,7053	-0,053	0,7054	0,0600	0,0700
	35,40	0,600	0,5805	0,7043	-0,150	0,7054	-0,085	0,7055	0,1100	0,1200
	44,31	0,781	0,5907	0,7002	-0,135	0,7012	-0,076	0,7013	0,1000	0,1100
	39,99	0,977	0,5938	0,7022	-0,172	0,7034	-0,097	0,7036	0,1200	0,1400
	47,78	1,183	0,5934	0,6986	-0,160	0,6997	-0,090	0,6999	0,1100	0,1300
	55,30	1,400	0,5856	0,6952	-0,168	0,6963	-0,094	0,6965	0,1100	0,1300
	58,72	1,614	0,5613	0,6936	-0,285	0,6956	-0,161	0,6958	0,2000	0,2200
R	29,94	0,40	0,9995	0,7068	0,769	0,7014	0,433	0,7007	-0,0054	-0,0061
	29,37	0,59	0,9990	0,7071	1,559	0,6910	0,649	0,6980	-0,0161	-0,0091
	40,52	0,77	0,9993	0,7020	1,928	0,6900	0,877	0,6897	-0,0120	-0,0123
	37,13	0,96	0,9992	0,7035	2,495	0,6806	1,084	0,6883	-0,0229	-0,0152
	48,99	1,17	0,9985	0,6981	2,891	0,6775	1,403	0,6786	-0,0206	-0,0195
	49,89	1,37	0,9992	0,6976	3,139	0,6761	1,626	0,6751	-0,0215	-0,0225
	49,22	1,49	0,9992	0,6980	0,769	0,7014	1,766	0,6735	0,0034	-0,0244
RL	29,89	0,39	0,5258	0,7069	0,940	0,7002	0,529	0,6994	-0,0067	-0,0075
	39,23	0,57	0,5308	0,7026	1,407	0,6927	0,791	0,6915	-0,0099	-0,0111
	36,18	0,78	0,5473	0,7040	1,938	0,6903	1,090	0,6887	-0,0137	-0,0153
	42,15	0,95	0,5302	0,7012	2,355	0,6847	1,325	0,6828	-0,0165	-0,0185
	56,61	1,31	0,5247	0,6946	3,328	0,6714	1,872	0,6688	-0,0232	-0,0258
(1)	Pérdidas sin carga en p.u% corregidas a la temperatura T_{lp}									
(2)	Componente de pérdidas en el núcleo en p.u% estimada con el modelo de referencia. Ver Ecuación 1-17									
(3)	Componente de pérdidas en el núcleo en p.u% estimada con el modelo propuesto. Ver Ecuación 1-30									
(4)	Diferencia porcentual, resultado de la estimación de (2) – (1)									
(5)	Diferencia porcentual, resultado de la estimación de (3) – (1)									

En la Figura 3-7, Figura 3-8 y Figura 3-9 se presenta la comparación gráfica entre las pérdidas sin carga $P_{0\%}$ y la componente de pérdidas en el núcleo $P_{c\%}$ estimada tanto para el modelo de referencia como para el propuesto, según los tipos de carga experimentados.

Figura 3-7. Comparación entre $P_{0\%}$ y $P_{C\%}$ estimada con el modelo de referencia y el propuesto, para el perfil de carga RC

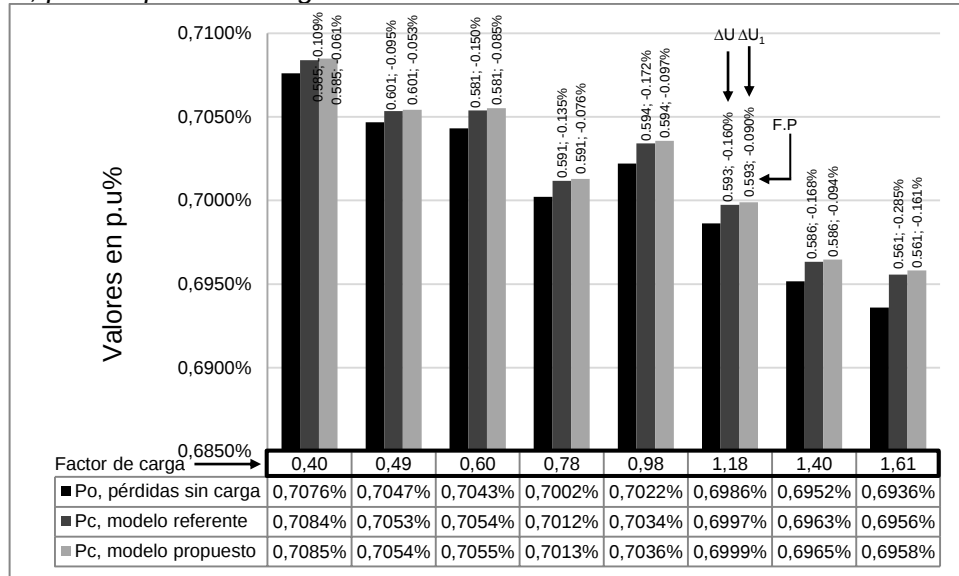


Figura 3-8. Comparación entre $P_{0\%}$ y $P_{C\%}$ estimada con el modelo de referencia y el propuesto, para el perfil de carga R

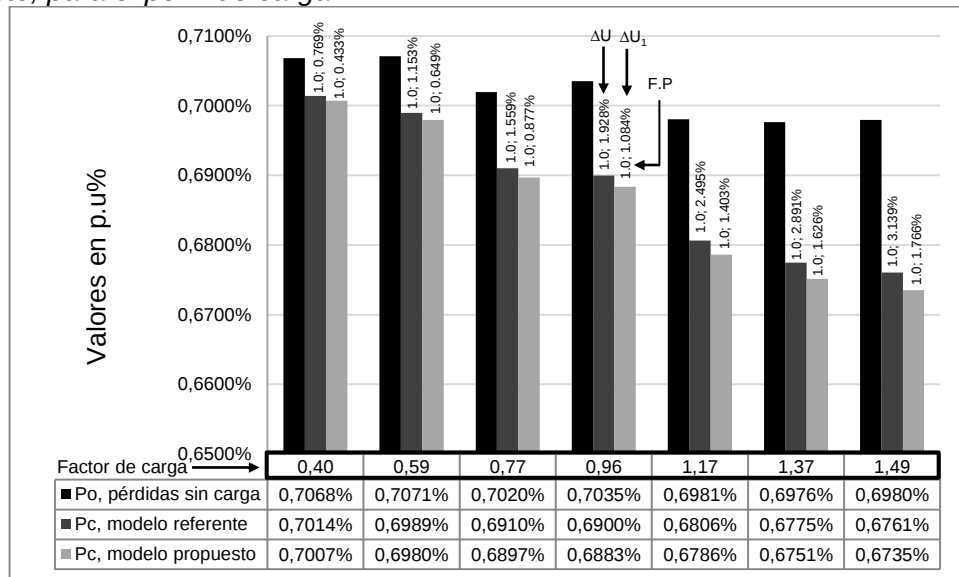
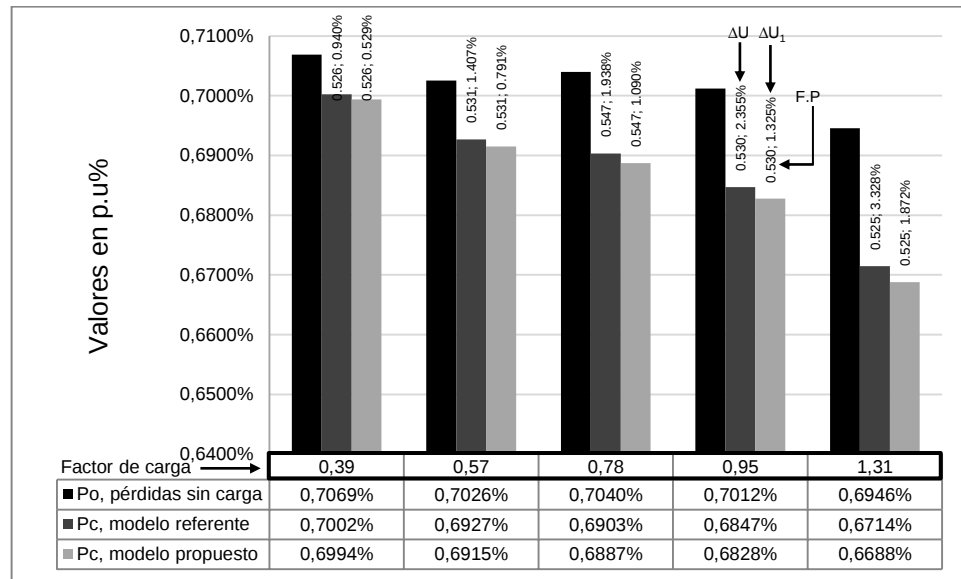


Figura 3-9. Comparación entre $P_{o\%}$ y $P_{c\%}$ estimada con el modelo de referencia y el propuesto, para el perfil de carga RL.



3.3.2 Componente de pérdidas en los devanados P_{dev} . De acuerdo con el modelo de eficiencia propuesto [2]:

- La componente de pérdidas en los devanados P_{dev} , está en función de la impedancia de cortocircuito $Z_{cc\%}$, las pérdidas con carga nominales $R_{cc\%}$, la variación de la tensión secundaria ΔU y los parámetros α , γ que son factores indicadores del diseño y consideran la tecnología del material de los devanados.
- Para la condición de operación donde $\Delta U=0$, las pérdidas en los devanados se minimizan.

De los resultados obtenidos, indicados en la Tabla 3-3 se observa que:

Las pérdidas con carga $P_{cc\%}$ y la impedancia de cortocircuito $Z_{cc\%}$ aumentan con el incremento de la temperatura de prueba T_{ip} .

Para el tipo de carga RC, que hace a $\Delta U=0$, la componente de pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$ presenta valores menores a 0,023 p.u% para los factores de carga indicados.

Para los tipos de carga de prueba la componente de pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$ se incrementa con el aumento del factor de carga y con el correspondiente aumento de la variación de la tensión secundaria $\Delta U\%$. La componente de pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$ es mayor para el tipo de carga RL comparado con los otros tipos de carga a factores de carga aproximadamente iguales.

En la Tabla 3-5 se presentan las diferencias porcentuales de cada una de las pérdidas con carga $P_{cc\%}$, corregidas a la temperatura de prueba T_{ip} , con respecto a la componente de pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$, calculada tanto para el modelo de referencia como para el modelo propuesto.

Tabla 3-5. Diferencias porcentuales entre las pérdidas con carga $P_{cc\%}$ y las pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$, estimada con los modelos de referencia y propuesto

Cargas Tipo	T_{ip} , °C	KI	F.P	$P_{cc}^{(1)}$, p.u %	Modelo Ivanov	Modelo propuesto	Error absoluto, p.u%	
					$P_{dev}^{(2)}$, p.u %	$P_{dev}^{(3)}$, p.u %	Modelo Ivanov ⁽⁴⁾	Modelo propuesto ⁽⁵⁾
RC	28,25	0,398	0,5853	1,870	0,297	0,003	-1,573	-1,867
	34,62	0,490	0,6009	1,916	0,461	0,003	-1,455	-1,913
	35,40	0,600	0,5805	1,922	0,691	0,007	-1,231	-1,915
	44,31	0,781	0,5907	1,986	1,211	0,005	-0,775	-1,981
	39,99	0,977	0,5938	1,955	1,868	0,009	-0,087	-1,946
	47,78	1,183	0,5934	2,011	2,813	0,007	0,802	-2,004
	55,30	1,400	0,5856	2,066	4,050	0,008	1,984	-2,058
	58,72	1,614	0,5613	2,091	5,445	0,023	3,354	-2,068
R	29,94	0,40	0,9995	1,882	0,297	0,173	-1,585	-1,709
	29,37	0,59	0,9990	1,878	0,649	0,389	-1,229	-1,489
	40,52	0,77	0,9993	1,959	1,154	0,707	-0,805	-1,252
	37,13	0,96	0,9992	1,934	1,773	1,083	-0,161	-0,851
	48,99	1,17	0,9985	2,020	2,788	1,802	0,768	-0,218
	49,89	1,37	0,9992	2,027	3,797	2,418	1,770	0,391
	49,22	1,49	0,9992	2,022	4,485	2,853	2,463	0,831
RL	29,89	0,39	0,5258	1,882	0,280	0,258	-1,602	-1,624
	39,23	0,57	0,5308	1,949	0,628	0,576	-1,321	-1,373
	36,18	0,78	0,5473	1,927	1,176	1,095	-0,751	-0,832
	42,15	0,95	0,5302	1,971	1,763	1,613	-0,208	-0,358
	56,61	1,31	0,5247	2,075	3,556	3,192	1,481	1,117
(1)	Pérdidas con carga en p.u% corregidas a la temperatura T_{ip}							
(2)	Componente de pérdidas en los devanados en p.u% estimada con el modelo de referencia. Ver Ecuación 1-17							
(3)	Componente de pérdidas en los devanados en p.u% estimada con el modelo propuesto. Ver Ecuación 1-30							
(4)	Diferencia porcentual, resultado de la estimación de (2) – (1)							
(5)	Diferencia porcentual, resultado de la estimación de (3) – (1)							

En la Figura 3-10, Figura 3-11 y Figura 3-12 se comparan gráficamente el comportamiento de las pérdidas con carga $P_{cc\%}$ (a la temperatura de prueba, T_{lp}) y la componente de pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$ estimada tanto para el modelo referente y como para el modelo propuesto, considerando los tipos de carga experimentados.

Figura 3-10. Comparación entre $P_{cc\%}$ y la componente de pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$, estimada con los modelos de referencia y propuesto, para cargas RC.

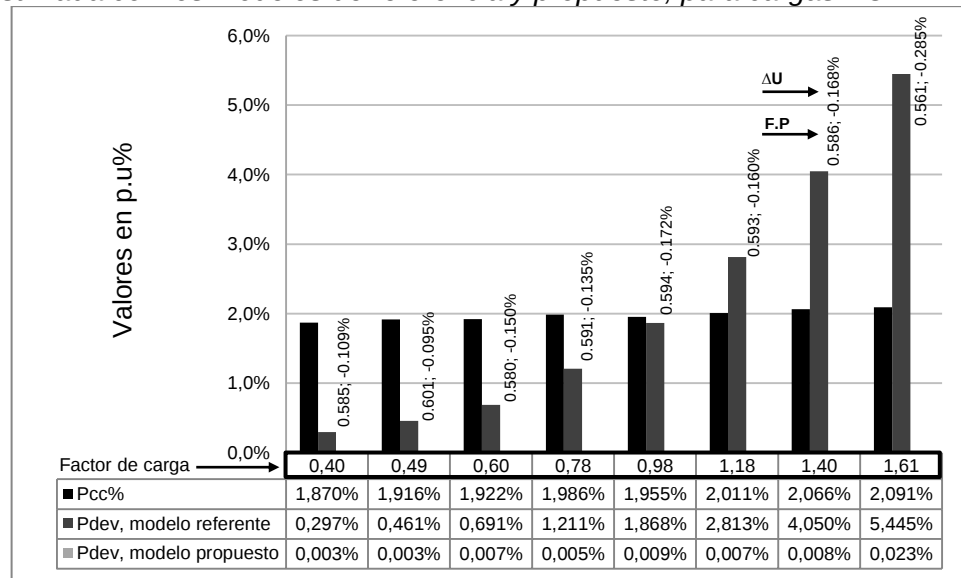


Figura 3-11. Comparación entre $P_{cc\%}$ y la componente de pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$, estimada con los modelos de referencia y propuesto, para cargas R.

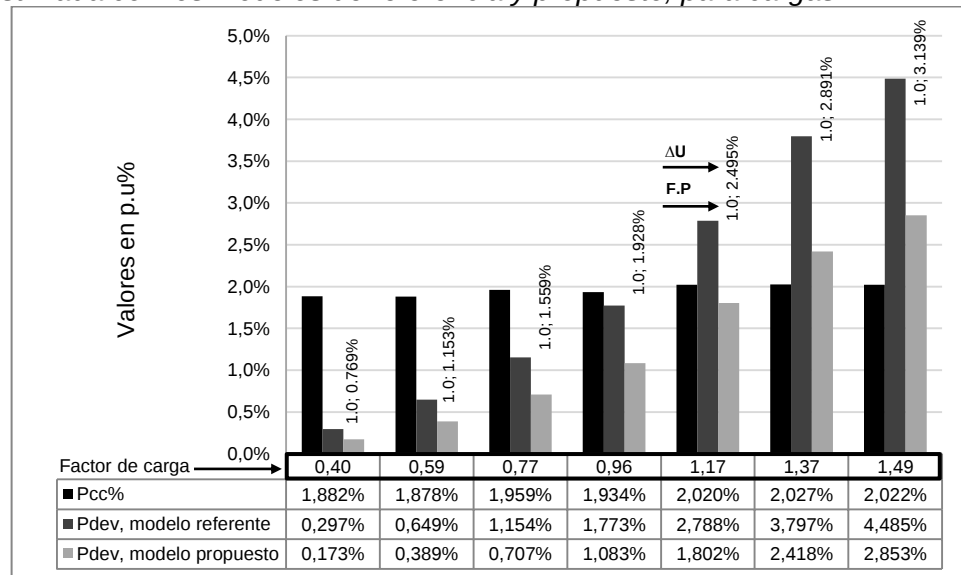
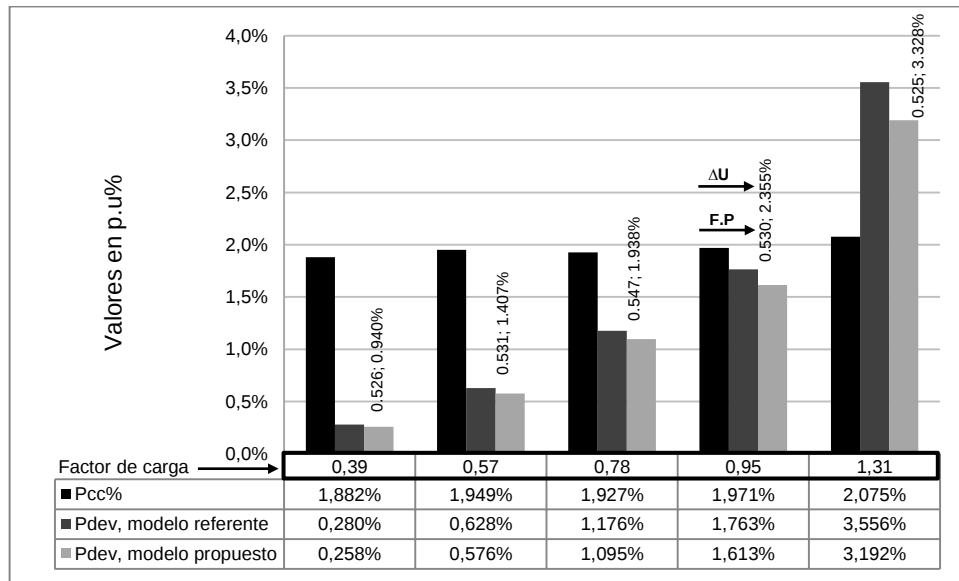


Figura 3-12. Comparación entre $P_{cc\%}$ y la componente de pérdidas en los devanados $P_{dev\%}$, estimada con los modelos de referencia y propuesto, para cargas RL.



3.3.3 Componente de potencia de salida P_s . De acuerdo con el modelo de eficiencia propuesto [2]:

- La potencia de salida P_s está en función de la variación de la tensión secundaria ΔU , del factor de carga KI y del tipo de carga F.P.
- Para la condición de operación donde $\Delta U=0$, P_s depende del tipo y factor de carga.

De los resultados reportados en la Tabla 3-3 se observa que:

Para el tipo de carga RC la potencia de salida se incrementa con el factor de carga y aunque la variación de la tensión secundaria es menor a 0,3%, su valor (magnitud y signo) produce un incremento en la potencia de salida.

Para los tipos de carga R y RL la potencia de salida se reduce con el aumento de la variación de la tensión secundaria por el factor $(1-\Delta U)$ y se incrementa con el factor de carga. A factores de carga similares la potencia de salida es mayor (aproximadamente dos veces superior) para tipos de carga R que para tipos de carga RL debido al valor del factor de potencia (0.53 en atraso).

En la Figuras 3-13, Figura 3-14 y Figura 3-15 se presenta una comparación gráfica entre las componentes de potencia de salida estimada con el modelo de referencia y el modelo propuesto, para los tipos de carga experimentados.

Figura 3-13. Comparación entre potencias de carga $P_{s\%}$, estimadas con los modelos de referencia y propuesto, para cargas RC.

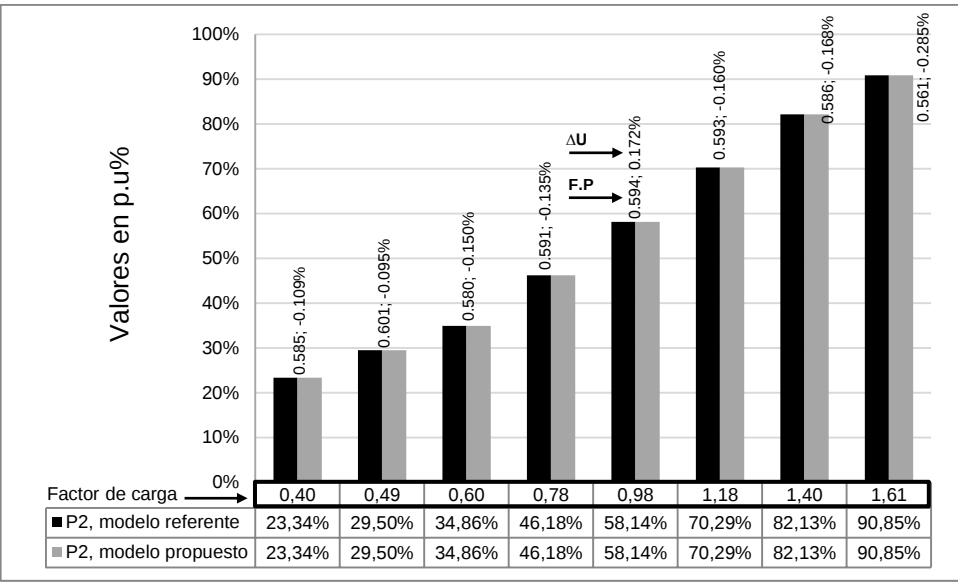


Figura 3-14. Comparación entre potencias de carga $P_{s\%}$, estimadas con los modelo de referencia y propuesto, para cargas R.

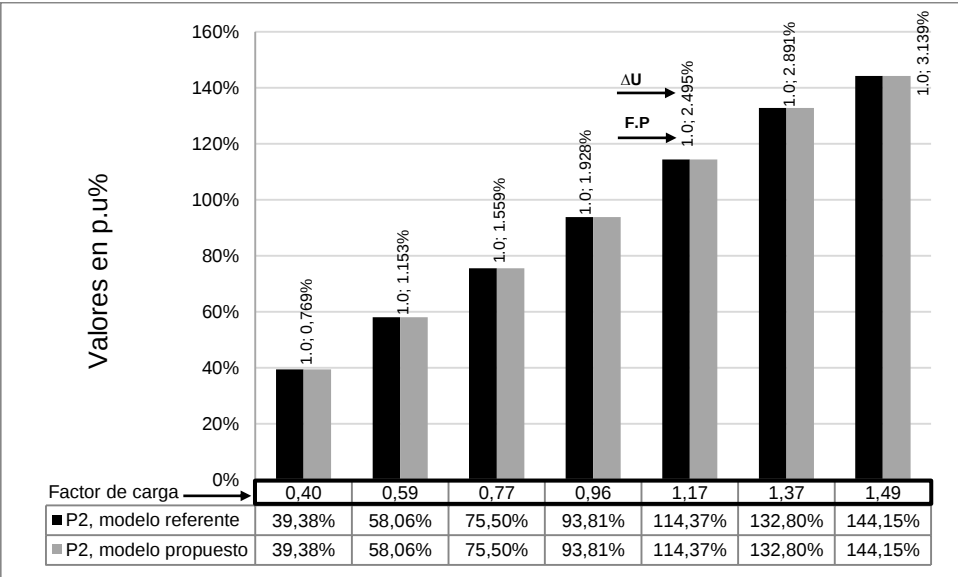
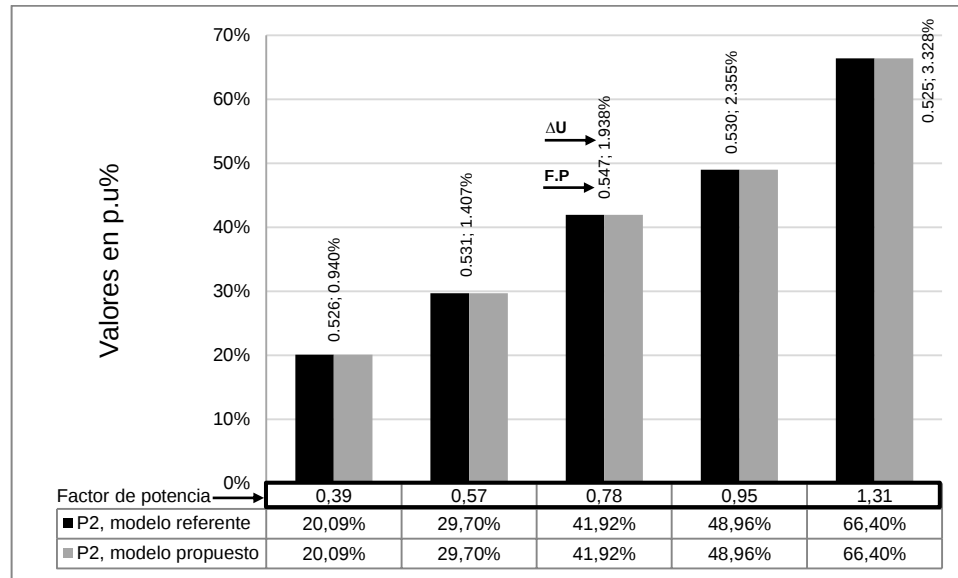


Figura 3-15. Comparación entre potencias de carga $P_{s\%}$, estimadas con el modelo de referencia y propuesto, para cargas RL.



En la Tabla 3-6 se presentan los errores absolutos y errores relativos porcentuales correspondientes a la comparación realizada entre los componentes de la eficiencia calculados con el modelo propuesto y los mismos componentes estimados con el modelo tomado como referencia [55].

3.4 RESUMEN

En este capítulo se desarrolló la fase III de la metodología. Por medio de tablas y gráficas se presentaron los resultados obtenidos con las mediciones y las comparaciones entre las estimaciones hechas con el modelo respecto a los valores obtenidos de forma experimental. Utilizando las condiciones experimentales de cada prueba, se estimó y se analizó el comportamiento de las componentes del modelo propuesto en función de la variación de la tensión secundaria, factor de carga y tipo de carga. Mediante estimaciones efectuadas con un modelo de referencia y el tratamiento estadístico de las mediciones se validaron los resultados obtenidos.

Tabla 3-6. Diferencias porcentuales de las componentes de pérdidas en el núcleo, en los devanados y potencia de salida del modelo propuesto (M1) con respecto a las mismas componentes del modelo de referencia, Ivanov (M4).

Perfil	Condiciones experimentales				Componentes ΔU			Modelo Ivanov			Modelo Propuesto			Error Absoluto			Error relativo, %		
	$T_{ip}^{(1)}$, °C	KI	F.P	Φ , rad	ΔU_1 p.u%	ΔU_2 p.u%	ΔU p.u%	$P_c^{(2)}$ p.u%	$P_{dev}^{(3)}$ p.u%	$P_2^{(4)}$ p.u%	$P_c^{(2)}$ p.u%	$P_{dev}^{(3)}$ p.u%	$P_2^{(4)}$ p.u%	$\Delta P_c^{(5)}$ p.u%	$\Delta P_{dev}^{(6)}$ p.u%	$\Delta P_2^{(7)}$ p.u%	$P_c^{(8)}$ %	$P_{dev}^{(9)}$ %	$P_2^{(10)}$ %
RC	28,25	0,398	0,585	-0,946	-0,061	-0,048	-0,109	0,7084	0,297	23,34	0,7085	0,003	23,34	0,0001	-0,293	0,00	0,0136	-98,83	0,00
	34,62	0,490	0,601	-0,926	-0,053	-0,041	-0,095	0,7053	0,461	29,50	0,7054	0,003	29,50	0,0001	-0,458	0,00	0,0118	-99,43	0,00
	35,40	0,600	0,580	-0,951	-0,085	-0,066	-0,150	0,7054	0,691	34,86	0,7055	0,007	34,86	0,0001	-0,684	0,00	0,0188	-99,05	0,00
	44,31	0,781	0,591	-0,939	-0,076	-0,059	-0,135	0,7012	1,211	46,18	0,7013	0,005	46,18	0,0001	-1,206	0,00	0,0170	-99,56	0,00
	39,99	0,977	0,594	-0,935	-0,097	-0,075	-0,172	0,7034	1,868	58,14	0,7036	0,009	58,14	0,0002	-1,859	0,00	0,0216	-99,54	0,00
	47,78	1,183	0,593	-0,936	-0,090	-0,070	-0,160	0,6997	2,813	70,29	0,6999	0,007	70,29	0,0001	-2,806	0,00	0,0201	-99,73	0,00
	55,30	1,400	0,586	-0,945	-0,094	-0,073	-0,168	0,6963	4,050	82,13	0,6965	0,008	82,13	0,0001	-4,042	0,00	0,0211	-99,80	0,00
	58,72	1,614	0,561	-0,975	-0,161	-0,125	-0,285	0,6956	5,445	90,85	0,6958	0,023	90,85	0,0002	-5,421	0,00	0,0358	-99,57	0,00
R	29,94	0,397	1,000	0,030	0,433	0,337	0,769	0,7014	0,297	39,38	0,7007	0,173	39,38	-0,0007	-0,124	0,00	-0,0951	-41,69	0,00
	29,37	0,588	0,999	0,045	0,649	0,504	1,153	0,6989	0,649	58,06	0,6980	0,389	58,06	-0,0010	-0,261	0,00	-0,1416	-40,15	0,00
	40,52	0,767	0,999	0,037	0,877	0,682	1,559	0,6910	1,154	75,50	0,6897	0,707	75,50	-0,0013	-0,447	0,00	-0,1902	-38,72	0,00
	37,13	0,957	0,999	0,040	1,084	0,843	1,928	0,6900	1,773	93,81	0,6883	1,083	93,81	-0,0016	-0,690	0,00	-0,2338	-38,90	0,00
	48,99	1,175	0,999	0,054	1,403	1,091	2,495	0,6806	2,788	114,37	0,6786	1,802	114,37	-0,0020	-0,985	0,00	-0,2997	-35,35	0,00
	49,89	1,369	0,999	0,041	1,626	1,265	2,891	0,6775	3,797	132,80	0,6751	2,418	132,80	-0,0023	-1,378	0,00	-0,3450	-36,30	0,00
	49,22	1,489	0,999	0,040	1,766	1,373	3,139	0,6761	4,485	144,15	0,6735	2,853	144,15	-0,0025	-1,632	0,00	-0,3730	-36,39	0,00
RL	29,89	0,386	0,526	1,017	0,529	0,411	0,940	0,7002	0,280	20,09	0,6994	0,258	20,09	-0,0008	-0,021	0,00	-0,1159	-7,66	0,00
	39,23	0,568	0,531	1,011	0,791	0,615	1,407	0,6927	0,628	29,70	0,6915	0,576	29,70	-0,0012	-0,052	0,00	-0,1720	-8,25	0,00
	36,18	0,781	0,547	0,992	1,090	0,848	1,938	0,6903	1,176	41,92	0,6887	1,095	41,92	-0,0016	-0,081	0,00	-0,2350	-6,89	0,00
	42,15	0,946	0,530	1,012	1,325	1,030	2,355	0,6847	1,763	48,96	0,6828	1,613	48,96	-0,0019	-0,150	0,00	-0,2836	-8,51	0,00
	56,61	1,309	0,525	1,018	1,872	1,456	3,328	0,6714	3,556	66,40	0,6688	3,192	66,40	-0,0026	-0,364	0,00	-0,3942	-10,24	0,00
(1)	Temperatura operación representativa o temperatura de prueba.																		
(2,3,4)	Componente de pérdidas en el núcleo, pérdidas en los devanados y potencia de salida, de acuerdo con el modelo de eficiencia propuesto. Ver Ecuación 1-33.																		
(5,6,7)	Diferencia porcentual entre componentes de pérdidas y potencia de salida. Resultado de la operación matemática M1 – M4.																		
(8,9,10)	Resultado de la operación matemática (M1-M4)/M4 para cada componente de pérdidas y potencia de salida.																		

4. CONCLUSIONES

En la literatura consultada no se encontró una metodología para determinar la validez de un modelo de eficiencia de un transformador eléctrico.

Tal como lo indica la metodología desarrollada, el procesamiento de las variables medidas permitió comparar los resultados experimentales de eficiencia con los resultados entregados por el modelo propuesto bajo las mismas condiciones de prueba y validados con ayuda del modelo de referencia.

La aplicación de la metodología permitió verificar que el modelo propuesto no explica completamente el comportamiento de la eficiencia del transformador objeto de estudio, tanto como lo hace el modelo de Ivanov [55]. Aunque se obtuvieron diferencias porcentuales menores a 1,2% para los tipos de carga R y RL, se encontraron diferencias porcentuales de hasta 6,43% para los tipos de carga RC.

En la literatura estudiada no se encontró un procedimiento estandarizado para determinar la eficiencia del transformador bajo ensayo mediante la medición directa de su potencia activa de entrada y potencia activa de salida.

Se implementó un procedimiento de prueba, propuesto en este proyecto, para la determinación de la eficiencia en el transformador en condiciones de estabilidad térmica a partir de la lectura de variables térmicas y eléctricas.

Se implementó un sistema de medición que determina la eficiencia en el transformador en la condición de estabilidad térmica, con la integración de la aplicación SAPET [71], el analizador de potencia ENCORE 61000, la tarjeta de adquisición de temperaturas National Instruments N.I y el módulo de fibra óptica NEOPTIX OMNIMODULE.

En la literatura consultada no se encontró una metodología o procedimiento que permita determinar el comportamiento de todas las componentes de la eficiencia considerando la variación de la tensión secundaria.

La metodología permite identificar la componente y la región de operación bajo las cuales el modelo propuesto es menos exacto respecto a los resultados experimentales de eficiencia.

Se logró cuantificar de forma aproximada e independiente el valor de cada componente de pérdidas del modelo propuesto y estudiar su comportamiento en función del factor de carga, factor de potencia y de la variación de la tensión secundaria.

Se logró cuantificar el efecto que tiene la componente ΔU_1 de la variación de la tensión secundaria del modelo propuesto sobre las pérdidas en el núcleo, para el transformador objeto de estudio. Para las cargas R y RL la componente de pérdidas en el núcleo se reduce en un valor de 0,015 p.u% y 0,019 p.u% respectivamente, con el aumento de ΔU_1 y en condiciones nominales de operación; mientras que para las cargas RC estas pérdidas aumentan en 0,14 p.u%.

Se logró identificar experimentalmente cómo influyen la temperatura y la componente ΔU_1 de la variación de la tensión secundaria, sobre la componente de pérdidas en el núcleo del transformador P_c . Es decir, las pérdidas sin carga P_o se reducen con el aumento de la temperatura y con una magnitud de variación de tensión secundaria negativa o positiva se obtiene, respectivamente, un incremento o una reducción (aún para cargas RC) de P_o a la temperatura de prueba.

De la comparación efectuada entre componentes de pérdidas en el núcleo, estimada con el modelo propuesto respecto a la calculada con el modelo de referencia, se encontró que para los tipos de carga RC, los errores relativos porcentuales fueron inferiores a 0,022% (sobreestimación del modelo propuesto); mientras que para los tipos de carga R y RL estas diferencias fueron inferiores a -0,23% y -0,28% tomando como referencia la condición nominal de carga.

De acuerdo a la comparación establecida entre la componente de pérdidas en los devanados, estimada con el modelo propuesto respecto a la calculada con el modelo de referencia, y debido a los errores relativos porcentuales de hasta 99,80% para los tipos de carga RC experimentados, se puede concluir que esta componente es la que tiene mayor incidencia en la desviación de la eficiencia estimada con el modelo propuesto.

A partir de las condiciones tomadas como representativas en cada prueba, se logró verificar experimentalmente el comportamiento de la componente de potencia de salida de acuerdo al tipo de carga, factor de carga y a la variación de la tensión secundaria. Se verificó que la potencia de salida es mayor para tipos de carga R comparada con RL y RC, a factores de carga aproximadamente iguales,

lo anterior debido al factor de potencia de la carga y al valor que toma ΔU con el aumento de la magnitud de la corriente de salida.

5. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES

El desarrollo de las fases I y II de la metodología permitieron:

- Identificar las componentes medibles del modelo de eficiencia.
- Obtener la eficiencia del transformador monofásico de 3kVA en función de la variación de la tensión secundaria, factor de carga y factor de potencia.
- Definir, con base en la variación de la tensión secundaria, el perfil de carga de interés representado por el lugar geométrico del conjunto de puntos (factor de carga y factor de potencia) que hacen $\Delta U=0$ para el transformador de 3kVA. Adicionalmente, se definieron dos perfiles de carga para prueba en las regiones resistiva y resistiva-inductiva.

Los parámetros ($U_{cca1\%}$, $U_{cca2\%}$, $U_{ccr1\%}$, $U_{ccr2\%}$), que permiten establecer a ΔU con sus partes ΔU_1 y ΔU_2 , se consiguen con la metodología planteada por Gourishankar [22]. Esta es una metodología de distribución aproximada de las resistencias y reactancias en cada devanado y con la cual se obtiene $\alpha = \gamma$,

$$\frac{X_{cc1}}{R_{cc1}} = \frac{X_{cc2}}{R_{cc2}} \text{ del modelo propuesto.}$$

De acuerdo con la metodología propuesta en este trabajo para la verificación del modelo propuesto se emplean los resultados experimentales y los resultados de un modelo de eficiencia aceptado en ingeniería y tomado como referente.

Para la contextualización de las aproximaciones que la literatura técnica consultada hace sobre las componentes de la eficiencia se tomó como referencia el modelo Convencional [10]; mientras que para la validación de la metodología propuesta se empleó como referencia el modelo dado por Ivanov [55].

Se logró implementar el conjunto de impedancias de carga eléctrica para la operación del transformador objeto de estudio en la región resistiva – capacitiva y con las cuales se obtuvieron valores (negativos) de variación de la tensión secundaria menores al 0,3%.

No se logró obtener exactamente un $\Delta U=0$ para la condición de operación del transformador en la región RC de interés, debido a que:

- El cálculo de las impedancias de carga se efectuó, previamente a la experimentación, con parámetros de cortocircuito calculados a una temperatura de referencia de 85°C, que difieren de los parámetros de cortocircuito a la temperatura de operación obtenida en cada prueba.
- La temperatura de operación tomada como representativa de la prueba es una temperatura promedio del aceite que difiere de la temperatura en los devanados del transformador y con la cual se podría lograr una mayor aproximación.

El modelo presenta una tendencia al 100% en la eficiencia del transformador para el perfil de carga RC ($\Delta U=0$) experimentado en la prueba, que contrasta con los resultados experimentales donde, después de un máximo, se obtiene una tendencia a su disminución.

El procesamiento de las variables medidas permitió comparar los resultados experimentales de eficiencia con los resultados entregados por el modelo propuesto bajo las mismas condiciones de prueba y validados con ayuda de modelo de referencia.

De acuerdo al incremento, con el factor de carga, de las diferencias porcentuales encontradas del modelo de eficiencia propuesto con respecto a los resultados experimentales para el tipo de cargas RC, se puede concluir que el modelo propuesto no explica de forma apropiada el rendimiento del transformador para esta condición de operación.

A partir de las diferencias porcentuales encontradas entre los modelos de eficiencia con respecto a la medición, se puede concluir que el modelo de Ivanov presenta una mayor aproximación al comportamiento del rendimiento del transformador objeto de estudio comparados con los resultados obtenidos con el modelo propuesto para los tipos de carga RC y R.

El modelo propuesto presenta un comportamiento más aproximado de la eficiencia del transformador objeto de estudio para los tipos de carga RL, en donde se encontraron diferencias inferiores a 1,0% e incluso presentó diferencias porcentuales menores que las estimadas con el modelo de Ivanov.

Para el tipo de carga RC experimentado en la prueba, el modelo presentó una tendencia al 100% de la eficiencia que contrastó con los resultados experimentales en donde, después de un máximo, se apreció una tendencia a su disminución. Se observó que el modelo propuesto sobreestima la eficiencia del transformador para los tipos de carga RC y R.

La tendencia al incremento, de la eficiencia estimada con el modelo propuesto para el tipo de carga RC se debe a la reducción a cero que presenta la componente de pérdidas en los devanados para la condición de operación $\Delta U=0$ y al aumento en la potencia de salida del transformador para dicha condición. Debido a que los resultados del modelo, para esta condición particular de operación, se apartan del comportamiento de la eficiencia experimentado en el laboratorio, se puede concluir que no es un modelo general y que sus diferencias radican en los valores que toma la componente de pérdidas en los devanados.

Los intervalos de confianza obtenidos son indicadores de la precisión del sistema de medición implementado. Esta precisión está relacionada con la dispersión de las mediciones mediante las desviaciones estándar de cada muestra.

Con los intervalos de confianza estimados se establece y se garantiza que los valores de eficiencia tomados y aceptados convencionalmente como valores representativos de cada prueba, están contenidos en dicho intervalo, con una confianza del 99%. Este análisis se efectuó con la varianza y la media muestral de las mediciones de cada prueba, utilizando una distribución T-Student, para tamaños muestrales obtenidos de forma aleatoria.

Se evidenciaron intervalos de confianza muy reducidos para cada una de las mediciones. Es decir, el promedio está contenido en un intervalo muy estrecho, para esto se deben considerar muchas cifras significativas y de esta forma apreciar un cambio del promedio de la medición. Se evidencia un error casi insignificante. Por ejemplo, para la prueba con tipo de carga RC a factor de carga nominal se obtuvo un promedio de eficiencia experimental de 0,9551876982 el cual está contenido en un intervalo de confianza de [0,9551876979; 0,9551876985]. Se observa un cambio en la décima (10) cifra significativa.

Con las incertidumbres determinadas queda establecida la significancia que tienen los resultados de las mediciones de eficiencia en cuanto a la dispersión de los valores que puede ser atribuida al mensurando. Estos resultados expresan de

forma estadística sólo los errores aleatorios, originados por variaciones impredecibles de diferentes magnitudes de influencia y no expresan los errores sistemáticos que son independientes de las mediciones.

Se recomienda ajustar el modelo propuesto del estudio realizado en [2], particularmente revisar la deducción matemática efectuada sobre la componente de pérdidas en los devanados, debido a que no representa el comportamiento de este tipo de pérdidas de acuerdo a los resultados encontrados con el modelo referente [55].

Para futuras mediciones se recomienda tomar como temperatura de referencia para la estimación de la eficiencia, a partir de sus componentes, la temperatura promedio de los devanados como se indica en la norma NTC 316. Esto con el propósito de reducir las diferencias porcentuales de la eficiencia estimada con respecto a los resultados experimentales.

Con el propósito de determinar si el valor medio de la eficiencia tomado en el periodo de estabilidad térmica tiene una diferencia porcentual significativa con respecto al valor medio de la eficiencia en el periodo de inestabilidad térmica se sugiere realizar pruebas de hipótesis (T-Student) sobre las medias de las dos poblaciones de datos. Para lo anterior se deberá considerar un análisis con varianzas poblacionales desconocidas.

Como trabajo futuro se recomienda aplicar la metodología a transformadores de potencia para lo cual se deberá diseñar o adecuar un procedimiento de prueba.

Una vez se ajuste del modelo de eficiencia propuesto, específicamente la componente de pérdidas en los devanados, se recomienda emplear los resultados experimentales con el fin de evaluar esta modificación; una comparación con el modelo de referencia permitirá valorar la exactitud del modelo modificado. De acuerdo a estos resultados, se plantea efectuar un análisis económico de la gestión del activo transformador para el caso de uno de distribución.

ANEXO A

DATOS NOMINALES DEL TRANSFORMADOR, OBJETO DE ESTUDIO.

Tabla A-1. Datos nominales del transformador

Tipo	Distribución
Marca	Rymel
Número de serie	2012050029
Año de fabricación	2012
Potencia nominal [kVA]	3
Numero de fases	Una (1)
Tensión nominal del primario [V]	7620
Tensión nominal del secundario [V]	240 – 120
Corriente nominal primaria [A]	0,39
Corriente nominal secundaria [A]	12,5
Tensión nominal del sistema [kV]	15
Calentamiento del devanado [°C]	65
Clase de refrigeración	ONAN
Clase de Aislamiento	A0
Altura de la Prueba [m]	1000
Impedancia de cortocircuito [%]	3 a 85 °C
Peso total [kg]	85
Tap Nominal	3
Taps de derivación	+ $\frac{2}{3}$ * 2.5% a - $\frac{2}{3}$ * 2.5%
Material de los devanados	.. Cu AT / Al BT
Aceite	Aceite mineral.

Figura A-1. Imagen del transformador en estudio.



RESULTADOS PRUEBAS DE RUTINA

Tabla A-2. Medición de la relación de transformación

Posición del Conmutador	Fase U-X / u-x
1	33,333
2	32,545
3	31,753
4	30,973
5	30,186
Incertidumbre de la medición	0,23%

Tabla A-3. Medición de la resistencia de los devanados.

Parámetros	Valores
Fase	U-X/u-x
Posición del tap	3
Temperatura [°C]	27
Resistencia devanado alta tensión [Ω]	202,2
Resistencia devanado baja tensión [$m\Omega$]	156
Incertidumbre de la medición	0,64%

Tabla A-4. Medición de las pérdidas sin carga

Parámetros	Valores
Fase	U-X
Posición del tap	3
Temperatura [°C]	27,3
Pérdidas [W]	21,33
Voltaje medio [V] Fase-Fase	240,2
Voltaje RMS [V] Fase-Fase	241,2
Corriente [A]	0,232
Incertidumbre de la medición	2,30%

Tabla A-5. Medición de las pérdidas con carga

Parámetros	Valores		
Fase	U-X	U-X	U-X
Posición del tap	1	3	5
Temperatura [°C]	27	27	27
Pérdidas [W]	26,99	55,91	58,16
Voltaje RMS [V] Fase-Fase	141,4	192,3	186,9
Corriente [A]	0,263	0,394	0,414
Incertidumbre de la medición	1,30%		

PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR CORREGIDAS Y REFERIDAS A 85°C

Tabla A-6. Pérdidas del transformador corregidas y referidas a 85°C.

Parámetros	Valores	
Temperatura (°C)	27	85
Pérdidas de vacío (W)	21,24	20,44
Pérdidas de cortocircuito (W)	55,83	68,43
Pérdidas I^2R (W)	55,72	68,34
Pérdidas adicionales (W)	0,11	0,09
Posición nominal del conmutador	3	
Factor forma de onda	1,008	
Factor de temperatura	1,000	1,227
%Zcc	2,52	2,85
%Rcc	1,86	2,28
%Xcc	1,70	1,70
Factor X/R	0,91	0,74

Tabla A-7. Parámetros físico – circuitales del transformador a 85°C en p.u %

Parámetro	Valor p.u [%]
Rcc1	1.283
Xcc1	0.957
Rcc2	0.998
Xcc2	0.745
Po	0.681
Ro	14701
Xm	5796

Tabla A-8. Parámetros diseño de los devanados

Parámetro	Valor
α	0.563
$1 - \alpha$	0.437
γ	0.563
$1 - \gamma$	0.437
X_{cc1} / R_{cc1}	0.746
X_{cc2} / R_{cc2}	0.746

FORMULACIONES MATEMATICAS DE LA EFICIENCIA Y SUS COMPONENTES.

Tabla A-9. Formulaciones matemáticas del modelo de eficiencia propuesto para el transformador, objeto de estudio.

	Formulación matemática
$\Delta\hat{U}_1$	$(1,28 \cos \phi_2 + 0,956 \operatorname{sen} \phi_2) \cdot K_L + (0,956 \cos \phi_2 - 1,28 \operatorname{sen} \phi_2)^2 \cdot \frac{K_L^2}{200}$
$\Delta\hat{U}_2$	$[0,998 \cos \phi_2 + 0,745 \operatorname{sen} \phi_2] \cdot K_L + [0,745 \cos \phi_2 - 0,998 \operatorname{sen} \phi_2]^2 \cdot \frac{K_L^2}{200}$
Δ	$(0,956 \cos \phi_2 - 1,28 \operatorname{sen} \phi_2) \cdot [0,745 \cos \phi_2 - 0,998 \operatorname{sen} \phi_2] \cdot \frac{K_L^2}{100}$
ΔU	$\Delta\hat{U}_1 + \Delta\hat{U}_2 + \Delta$
ΔU_1	$\Delta\hat{U}_1 + \frac{\Delta}{2}$
P_c	$(1 - \Delta U_1)^2 (0.681)$
P_{dev}	$\left(\frac{\Delta U}{2.850} \right)^2 (2.280)$
P_s	$100 \cdot K_L \cdot (1 - \Delta U) \cdot \operatorname{Cos} \phi_2$
$\eta_{\%}$	$1 - \frac{(1 - \Delta U_1)^2 (0.681) + \left(\frac{\Delta U}{2.850} \right)^2 (2.280)}{100 \cdot K_L \cdot (1 - \Delta U) \cdot \operatorname{Cos} \phi_2 + (1 - \Delta U_1)^2 (0.681) + \left(\frac{\Delta U}{2.850} \right)^2 (2.280)} \cdot 100$

EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS, LA POTENCIA DE SALIDA Y LA EFICIENCIA PARA LOS PERFILES DE CARGA DEFINIDOS

Tabla A-10. Pérdidas y eficiencia para el perfil de carga RC que maximiza la eficiencia ($\Delta U=0$)

Perfil de carga, RC			Componentes de la eficiencia, 85°C. [%]			Eficiencia 85°C. [%]
KL	Φ [rad]	ΔU [%]	Pc	Pdev	P2	n
0,4	-0,935	0,000	0,681	0,000	23,74	97,21
0,6	-0,938	0,000	0,681	0,000	35,47	98,12
0,8	-0,941	0,000	0,681	0,000	47,11	98,57
1,0	-0,944	0,000	0,681	0,000	58,65	98,85
1,2	-0,947	0,000	0,681	0,000	70,11	99,04
1,4	-0,950	0,000	0,681	0,000	81,47	99,17
1,6	-0,953	0,000	0,681	0,000	92,74	99,27

Tabla A-11. Pérdidas y eficiencia para el perfil de carga R

Perfil de carga, R			Componentes de la eficiencia, 85°C. [%]			Eficiencia 85°C. [%]
KL	Φ [rad]	ΔU [%]	Pc	Pdev	P2	n
0,4	0,000	0,915	0,674	0,236	39,63	97,76
0,6	0,000	1,374	0,671	0,532	59,18	98,01
0,8	0,000	1,834	0,667	0,947	78,53	97,99
1,0	0,000	2,295	0,664	1,484	97,70	97,85
1,2	0,000	2,758	0,660	2,142	116,69	97,65
1,4	0,000	3,222	0,657	2,923	135,49	97,43
1,6	0,000	3,687	0,653	3,828	154,10	97,17

Tabla A-12. Pérdidas y eficiencia para el perfil de carga RL

Perfil de carga, RL			Componentes de la eficiencia, 85°C. [%]			Eficiencia 85°C. [%]
KL	Φ [rad]	ΔU [%]	Pc	Pdev	P2	n
0,4	1,047	1,047	0,673	0,309	19,79	95,27
0,6	1,047	1,571	0,669	0,695	29,53	95,58
0,8	1,047	2,095	0,665	1,237	39,16	95,37
1,0	1,047	2,621	0,661	1,934	48,69	94,94
1,2	1,047	3,146	0,657	2,788	58,11	94,40
1,4	1,047	3,672	0,653	3,798	67,43	93,81
1,6	1,047	4,199	0,650	4,966	76,64	93,17

ANEXO B

PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA DE EFICIENCIA

La eficiencia experimental del transformador se obtiene por medición directa de las potencias de entrada y salida una vez el transformador alcance el equilibrio térmico; la temperatura de prueba corresponde a la temperatura representativa de operación para esta condición térmica. El proceso de medición involucra la medición de parámetros eléctricos y térmicos, los cuales son almacenados por el sistema de adquisición de datos SAPET [71].

El procedimiento de medición está compuesto por tres partes: (1) instalación de equipos y accesorios. (2) Configuración del sistema y puesta en funcionamiento. (3) Procesamiento de los resultados. En la Figura B-2 se presenta un diagrama esquemático de la instalación de la prueba.

Las pruebas se desarrollaron en el campo de pruebas de cortocircuito de 13.2kV del laboratorio de Alta Tensión, LAT, de la Universidad del Valle. El sitio de pruebas cuenta con los siguientes equipos: Seccionador, Interruptor Electromecánico, Sistema de medición, Temporizador, Sistema de protección (SEPAM), Tablero de Mandos, Circuito Electrónico de Accionamientos. Siendo el Seccionador y el Interruptor Electromecánico los elementos que se manipularon para cada una de las pruebas. Una descripción detallada del campo de prueba de cortocircuito del LAT se puede consultar en [72][73]. En la Figura B-1 se muestra el sitio de prueba.

Tomando como referencia la ubicación del transformador en prueba, el Seccionador está situado antes del Interruptor Electromecánico. Al cerrarse hace la conexión directa con el transformador. Al abrir este Seccionador, se garantiza que no hay voltaje aplicado en el transformador monofásico en prueba (7620V), y se puede maniobrar el mismo de una manera segura. El interruptor electromecánico, es un interruptor trifásico, donde cada fase tiene un extremo conectado al seccionador y otro a la línea de 13,2kV. El interruptor se accionó de forma mecánica.

Figura B-1. Imágenes del sitio de prueba.

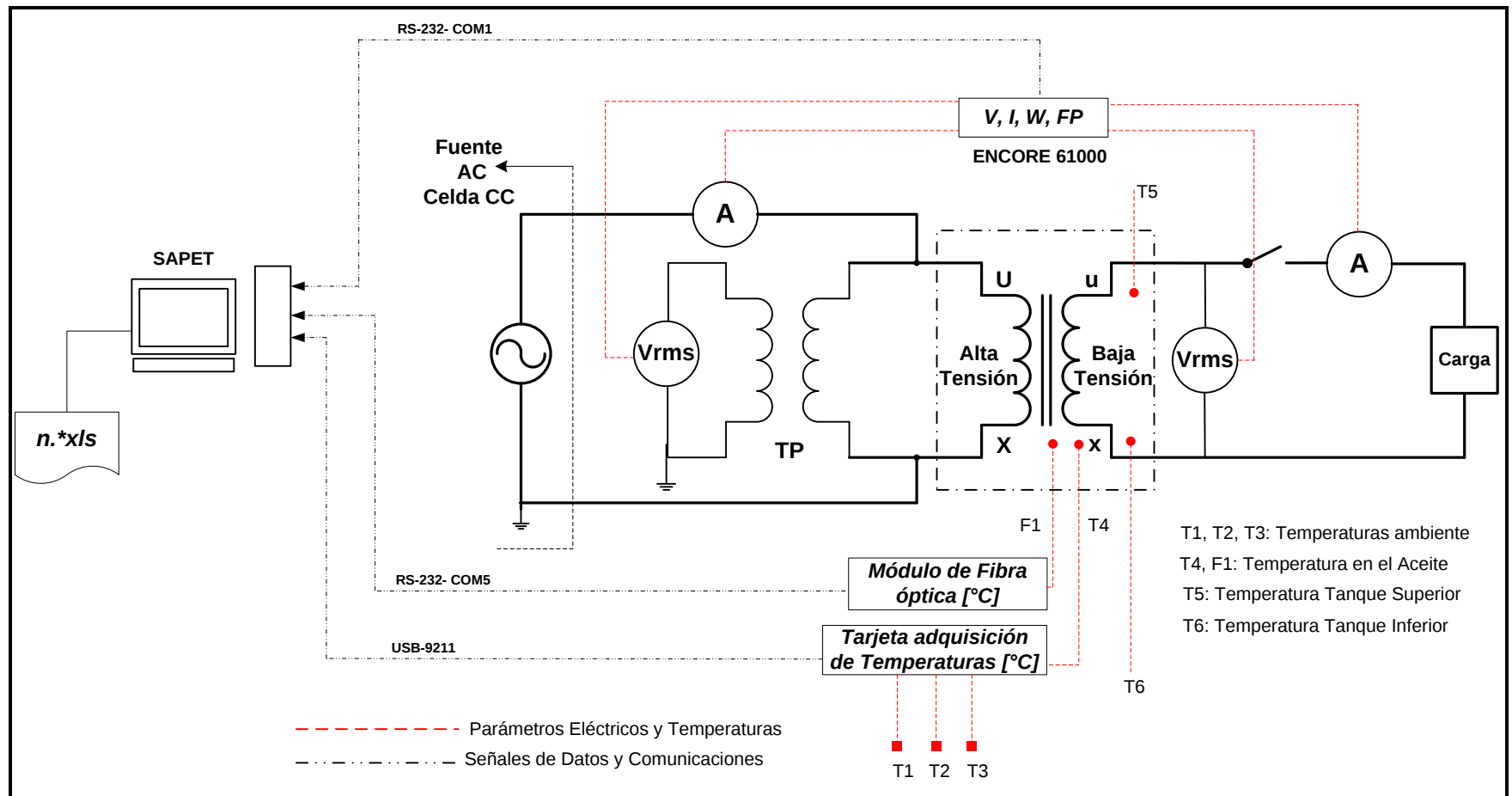


A continuación se indica el procedimiento de medición seguido para el transformador objeto de estudio.

Instalación de equipos y accesorios

1. Ubicar el transformador, objeto bajo prueba, a 1,5 metros aproximadamente del gabinete metálico que protege el barraje de 13,2 kV de la celda de cortocircuito.
2. Conectar con cables apropiados (cable monopolar XLPE 1/0) el terminal de fase (U), de alta tensión del transformador a una fase del barraje de la celda (7620V) y el otro terminal (X) al barraje de tierra de la celda de cortocircuito.
3. Conectar a los terminales U-X de alta tensión, del transformador bajo prueba, el transformador de potencial (7620V/120V) dispuesto en la parte superior de la celda de cortocircuito.
4. Conectar el terminal de tierra del transformador bajo prueba a la tierra del campo de cortocircuito
5. Conectar la carga de prueba (RC, R ó RL) entre los terminales u-x del devanado de baja tensión del transformador. Se debe emplear un dispositivo de protección y cable apropiado de acuerdo a la corriente que demande la carga.

Figura B-2. Esquema representativo de la instalación de la prueba de eficiencia.



6. Conectar dos canales de voltaje (A, B) del analizador de potencia ENCORE 61000 a los lados de alta tensión (A) y baja tensión (B) del transformador.
7. Conectar dos canales de corriente (a, b) del analizador de potencia ENCORE 61000 a sus respectivas sondas de corriente y estas, a su vez, a los lados de alta tensión y baja tensión del transformador.
8. Conectar el ENCORE 61000 al puerto RS-232 del computador configurado para la prueba.

Seguidamente se instala el sistema de medición de temperaturas, tal como se indica:

9. Ubicar tres termopares (T1-T3), alrededor del transformador, inmersas en recipientes protegidos contra ráfagas de aire y del calor radiante del transformador bajo ensayo o de otras fuentes cercanas. Estos recipientes deben estar espaciados uniformemente alrededor del transformador, además, se ubican a una altura cercana a la mitad de la altura del transformador y a una distancia de 1 m a 2 m del mismo.
10. Ingresar un termopar (T4) a la par con un hilo de fibra óptica (F1) a través de la válvula de sobrepresión a cincuenta milímetros bajo la superficie superior del aceite. Reducir al mínimo cualquier entrada de aire por la válvula.
11. Fijar dos termopares (T5, T6) en la parte superior e inferior de la superficie de la cuba del transformador; estas se deben ubicar de la siguiente manera:
 - Termopar parte superior (T5): ubicada a una altura media entre el nivel superior del aceite y el extremo superior del devanado.
 - Termopar parte inferior (T6): ubicada a una altura media entre la base y el extremo inferior del devanado.
12. Conectar los termopares (T1-T4) a la tarjeta de adquisición de temperaturas NI-9211 y esta, a su vez, al puerto USB del computador configurado para la prueba.
13. Conectar los termopares (T5, T6) al medidor Fluke 54 serie II.

14. Conectar el hilo de fibra óptica (F1) al módulo NEOPTIX OMNIFLEX y este, a su vez, al puerto serial RS-232 del computador configurado para la prueba.
15. Demarcar el sitio de prueba ubicando los elementos de seguridad, bandas y conos para informar sobre el riesgo eléctrico.
16. Para evitar conflictos de comunicación entre los controladores de los equipos de medición y el PC, es importante configurar previamente los puertos de comunicaciones del computador.

Configuración del sistema y puesta en funcionamiento

17. Energizar el transformador en vacío a la tensión de 7620V cerrando, en su orden, el seccionador y el interruptor de la celda de cortocircuito. Esto con el propósito de verificar las señales y que la aplicación SAPET [71] este capturando correctamente toda la información proveniente de las variables del proceso.
18. Seguidamente se conecta la carga de prueba instalada en el secundario del transformador.
19. Se ejecuta la aplicación “SAPET modificado” y se ingresan los siguientes parámetros:
 - Corriente (A) nominal del devanado primario
 - Pérdidas (W) sin carga a 85°C
 - Pérdidas (W) con carga a 85°C

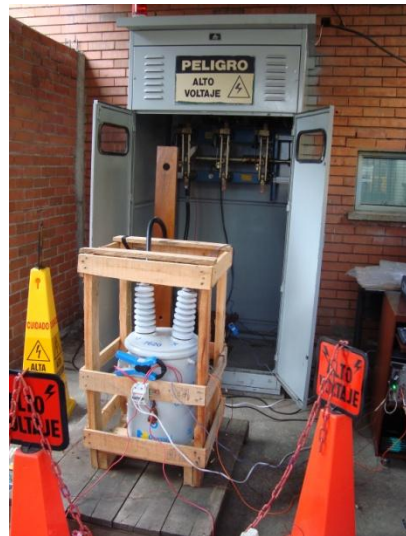
Los anteriores parámetros son de referencia para la operación del software. Adicionalmente, se deben activar los siguientes termopares en la aplicación:

- T1: temperatura ambiente 1
 - T2: temperatura ambiente 2
 - T3: temperatura ambiente 3
 - T4: temperatura del aceite
 - F1: temperatura del aceite (respaldo de T4)
20. Se ejecuta el comienzo de la prueba seleccionando el icono “INICIAR” dentro de la aplicación “SAPET modificado”.

21. Se espera hasta que el sistema determine e informe cuando el transformador alcance el equilibrio térmico (ver descripción del software “SAPET [71]”). Bajo esta situación se toma una serie de registros de una hora de datos, como mínimo. A continuación se interrumpe el proceso de medición seleccionando el ícono “DETENER” de la aplicación.
22. Se toman las lecturas de los termopares T5 y T6. Adicionalmente, la presión y la humedad.
23. Se busca el archivo.*xls en la carpeta de destino del computador; este archivo contiene los resultados con los registros de la prueba.
24. Se abre el interruptor y a continuación el seccionador.

En la Figura B-3 se presentan imágenes de la implementación de la prueba de eficiencia en el LAT.

Figura B-3. Imágenes de la implementación de las pruebas de eficiencia en el laboratorio.





Procesamiento de resultados

El procesamiento de los resultados se describe en la sección 2.3.3.

La temperatura representativa de operación o de prueba, corresponde a la temperatura promedio del aceite. Esta temperatura se determina como la temperatura superior del aceite (T4) menos la mitad de la diferencia en temperatura del aceite entre la parte superior (T5) y la inferior (T6) medidas sobre la superficie exterior del tanque del transformador.

Por medio de la Ecuación B-1 se obtiene la temperatura de prueba para realizar la corrección de pérdidas, determinar los parámetros físico-circuitales y estimar la eficiencia del transformador a partir de sus componentes de pérdidas y potencia de salida.

$$T_{lp} = T4 - \frac{(T5 - T6)}{2} \quad (B-1)$$

A continuación se presenta el formato propuesto para el registro de la información de la prueba.



LABORATORIO DE ALTA TENSIÓN PRUEBA PARA DETERMINAR LA EFICIENCIA DEL TRANSFORMADOR POR MEDICIÓN INDIRECTA A TEMPERATURA ESTABLE

Fecha	
Operador	
Nombre del archivo	
Humedad [%]	
Presión [mB]	
Temperatura [°C]	

DATOS NOMINALES DEL TRANSFORMADOR

Tipo	
Marca	
Número de serie	
Año de fabricación	
Potencia nominal [kVA]	
Numero de fases	
Tensión nominal del primario [V]	
Tensión nominal del secundario [V]	
Corriente nominal primaria [A]	
Corriente nominal secundaria [A]	
Tensión nominal del sistema [kV]	
Calentamiento del devanado [°C]	
Clase de refrigeración	
Clase de Aislamiento	
Impedancia de cortocircuito [%]	
Tap Nominal	
Material de los devanados, AT/BT	
Aceite	

TIPO DE CARGA DE PRUEBA (Marque con “x”)

RC_____ R_____ RL_____

Resistencia [Ohm]	Capacitancia [uF]	Inductancia [mH]

PARÁMETROS DE ENTRADA

Corriente secundaria nominal [A]	Pérdidas en vacío a 85°C [W]	Pérdidas con carga a 85°C [W]

MEDICIÓN PARÁMETROS TÉRMICOS DURANTE EL ENSAYO [°C]

T. ambiente 1: _____	T. ambiente 2: _____	T. ambiente 3: _____
T. ambiente promedio: _____	T. superior tanque: _____	T. inferior tanque: _____
T. aceite superior: _____	T. aceite promedio: _____	

MEDICIÓN PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Devanado Alta Tensión	Fase _____	Fase _____	Fase _____
Voltaje primario [kV]			
Corriente primaria [V]			
FP primario			
Potencia primario [W]			
Devanado Baja Tensión	Fase _____	Fase _____	Fase _____
Voltaje secundario [kV]			
Corriente secundaria [V]			
FP secundario			
Potencia secundaria [W]			

EFICIENCIA ESTIMADA CON LA MEDICIÓN

Eficiencia :	
Incertidumbre de la medición [%]	

Observaciones:

--

Responsable	Vo.Bo Ingeniero de Prueba
--------------------	----------------------------------

ANEXO C

EQUIPOS DE MEDICIÓN EMPLEADOS

A continuación se describen los equipos de medición que permitieron registrar las variables eléctricas y térmicas dadas en la Tabla 2-1.

Tabla C-1. Equipos de medición utilizados para las pruebas.

<i>Equipo</i>	<i>Referencia</i>
Analizador de calidad de potencia	ENCORE DRANETZ BMI 61000
Sonda de corriente	TR2500A 10A a 500A
	TR2510A 1A a 10A
Tarjeta de adquisición de temperaturas	National Instrument NI USB 9211
Módulo de adquisición de temperaturas	NEOPTIX OMNIMODULE
Medidor de temperatura	Fluke 54 serie II
Multímetro digital	Fluke 87
Sonda amperimétrica	Fluke 21
Medidor de elementos pasivos	Meterman LCR 55
Computador de escritorio	Procesador Intel Pentium IV 1Ghz o superior

Para las conexiones eléctricas entre el barraje de la fuente de alimentación de 7620V (celda de cortocircuito) y los bujes de alta tensión del transformador se utilizó cable monopolar XLPE 1/0. Conexiones adicionales entre las cargas y el transformador fueron realizadas con cable 10 awg.

ANEXO D

TEMPERATURAS DE ESTABILIZACIÓN OBTENIDAS SEGÚN EL ORDEN DE DESARROLLO DE LAS PRUEBAS DE EFICIENCIA

Tabla D-1. Temperaturas de estabilización de acuerdo al orden de realización de las pruebas.

Perfil de carga	Serie de prueba	Factor de carga	Temperatura °C
RC	1	0,98	39,99
		1,18	47,78
		1,40	55,30
		0,78	44,31
		0,60	35,40
	2	0,40	28,25
		0,49	34,62
	3	1,61	58,72
R	4	0,59	29,37
		0,77	40,52
	5	0,96	37,13
		1,17	48,99
		1,37	49,89
	6	1,49	49,22
	7	0,40	29,94
RL	8	0,95	42,15
	9	0,39	29,89
		0,57	39,23
	10	0,78	36,18
	11	1,31	56,61

ANEXO E

Tabla E-1. Intervalos de confianza de las mediciones de eficiencia obtenidas en estabilidad térmica del transformador.

	KI	Parámetros estadísticos								Intervalo de confianza	
		n*	Eficiencia media, p.u	Desviación estándar, S	Varianza, S ²	Error	f	S ² /n*	Distribución T-Student	Eficiencia mínima, p.u	Eficiencia máxima, p.u
RC	0,4	152	0,95155379652	0,000574	3,30E-07	8,50E-09	15,3	2,17E-09	0,1619	0,95155379514	0,95155379790
	0,5	119	0,95674819754	0,000378	1,43E-07	5,32E-09	19,6	1,20E-09	0,1621	0,95674819668	0,95674819841
	0,6	421	0,95676023387	0,000285	8,11E-08	4,54E-10	5,5	1,93E-10	0,1614	0,95676023379	0,95676023394
	0,8	136	0,95667780887	0,000291	8,47E-08	2,58E-09	17,2	6,23E-10	0,1620	0,95667780845	0,95667780928
	1,0	174	0,95518769824	0,000296	8,77E-08	1,84E-09	13,4	5,04E-10	0,1618	0,95518769794	0,95518769854
	1,2	601	0,94912225393	0,000307	9,41E-08	3,08E-10	3,9	1,57E-10	0,1613	0,94912225388	0,94912225398
	1,4	495	0,94087070417	0,000316	9,95E-08	4,37E-10	4,7	2,01E-10	0,1613	0,94087070410	0,94087070424
	1,6	235	0,92787114136	0,000368	1,35E-07	1,81E-09	9,9	5,76E-10	0,1616	0,92787114106	0,92787114165
R	0,4	324	0,97387712681	0,000209	4,38E-08	2,66E-10	3,9	1,35E-10	0,1615	0,97387712677	0,97387712685
	0,6	214	0,97750023253	0,000200	4,01E-08	4,54E-10	5,9	1,87E-10	0,1616	0,97750023246	0,97750023261
	0,8	106	0,97678770693	0,000167	2,79E-08	9,06E-10	11,8	2,63E-10	0,1622	0,97678770679	0,97678770708
	1,0	176	0,97599898019	0,000230	5,28E-08	8,00E-10	7,1	3,00E-10	0,1618	0,97599898006	0,97599898032
	1,2	160	0,97179849341	0,000239	5,69E-08	9,96E-10	7,8	3,56E-10	0,1618	0,97179849325	0,97179849357
	1,4	147	0,96808093009	0,000170	2,90E-08	5,77E-10	8,5	1,98E-10	0,1619	0,96808092999	0,96808093018
	1,6	126	0,96452965872	0,000848	7,19E-07	1,80E-08	9,9	5,71E-09	0,1620	0,96452965580	0,96452966164
RL	0,4	447	0,95806694792	0,000253	6,43E-08	2,29E-10	2,5	1,44E-10	0,1614	0,95806694788	0,95806694796
	0,6	122	0,96422322986	0,000272	7,40E-08	1,85E-09	9,3	6,07E-10	0,1621	0,96422322956	0,96422323016
	0,8	249	0,96345170645	0,000126	1,59E-08	1,37E-10	4,6	6,40E-11	0,1616	0,96345170643	0,96345170647
	1,0	172	0,95916636758	0,000214	4,59E-08	6,86E-10	6,6	2,67E-10	0,1618	0,95916636747	0,95916636769
	1,4	147	0,94378884600	0,000241	5,83E-08	1,10E-09	7,7	3,96E-10	0,1619	0,94378884582	0,94378884618

(n*) Cantidad de datos de la muestra.

ANEXO F

Incertidumbre de la medición

A continuación se presenta el procedimiento implementado para determinar la incertidumbre de la medición. En la literatura se distinguen dos métodos principales para realizar esta estimación: *el método de evaluación tipo A*, que está basado en un análisis estadístico de los datos obtenidos a partir de las mediciones efectuadas, mientras que el *método de evaluación tipo B* considera las posibles fuentes de incertidumbre involucradas en el proceso de medición [74].

El procedimiento requiere la identificación de las siguientes partes:

- Mensurado y mensurando
- El modelo físico del mensurado y sus magnitudes de entrada
- Las fuentes de incertidumbre asociadas al proceso de medición
- Selección del método o métodos para la evaluación de la incertidumbre

El mensurado hace referencia al objeto bajo estudio; que corresponde al transformador de distribución monofásico de 3kVA, 7620V/240V. Las características nominales se pueden apreciar en la Tabla A-1 de los anexos.

El mensurando corresponde al modelo físico de la eficiencia, expresado mediante sus magnitudes de entrada medidas en el proceso experimental. Este modelo está establecido con la Ecuación 1-1, por la potencia activa de entrada y de salida.

Las fuentes de incertidumbre identificadas e involucradas con el proceso de medición son: (1) la precisión del instrumento de medición y (2) las condiciones ambientales.

La evaluación de la incertidumbre asociada al mensurando se estima por medio del método tipo A. El procedimiento estadístico aplicado, establecido en [74], se indica a continuación.

La incertidumbre de la medición de eficiencia obtenida a partir de observaciones repetidas bajo condiciones de repetibilidad, se estima con base en la dispersión de los resultados individuales.

Debido a que la eficiencia η , se determinó con las potencias de entrada y de salida a partir de una serie de mediciones independientes, el mejor estimado para el mensurando es la media de los resultados individuales [74].

$$\eta_i = \bar{\eta} = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \eta_j \quad (F-1)$$

Donde:

- $\bar{\eta}$: la media de todas las mediciones.
- η_j : la mediciones individuales asociadas a cada eficiencia
- m : las mediciones individuales

La dispersión de los resultados de la medición de $\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_m$ asociadas con sus magnitudes de entrada, se expresa por su desviación estándar experimental $s(\eta)$:

$$s(\eta) = \sqrt{\frac{1}{m-1} \sum_{j=1}^m (\eta_j - \bar{\eta})^2} \quad (F-2)$$

La incertidumbre estándar $u(\eta)$ de η se obtiene finalmente mediante el cálculo de la desviación estándar experimental de la media $s(\bar{\eta})$:

$$u(\eta) = s(\bar{\eta}) = \frac{s(\eta)}{\sqrt{m}} \quad (F-3)$$

Los resultados de la incertidumbre de la medición se indican en la Tabla F-1.

Tabla F-1. Incertidumbre estándar de las mediciones de eficiencia.

Prueba	KI	Tamaño muestra	Desviación estándar experimental, S(η)	Eficiencia media, η , p.u	Incertidumbre estándar, U(η)
cargas RC	0,4	152	0,000574	0,951554	0,000047
	0,5	119	0,000378	0,956748	0,000035
	0,6	421	0,000285	0,956760	0,000014
	0,8	136	0,000291	0,956678	0,000025
	1,0	174	0,000296	0,955188	0,000022
	1,2	601	0,000307	0,949122	0,000013
	1,4	495	0,000316	0,940871	0,000014
	1,6	235	0,000368	0,927871	0,000024

Prueba	KI	Tamaño muestra	Desviación estándar experimental, S(n)	Eficiencia media, η , p.u	Incertidumbre estándar, U(n)
cargas R	0,4	324	0,000209	0,973877	0,000012
	0,6	214	0,000200	0,977500	0,000014
	0,8	106	0,000167	0,976788	0,000016
	1,0	176	0,000230	0,975999	0,000017
	1,2	160	0,000239	0,971798	0,000019
	1,4	147	0,000170	0,968081	0,000014
	1,6	126	0,000848	0,964530	0,000076
cargas RL	0,4	447	0,000253	0,958067	0,000012
	0,6	122	0,000272	0,964223	0,000025
	0,8	249	0,000126	0,963452	0,000008
	1,0	172	0,000214	0,959166	0,000016
	1,4	147	0,000241	0,943789	0,000020

REFERENCIAS

- [1] J. Schneider, "Asset Management Techniques". Electrical Power and Energy System, pp. 1-12, Mar. 2006.
- [2] C. C. ROMERO M, "Determinación de la eficiencia real en transformadores de distribución operando a frecuencia nominal," Universidad del Valle [Colombia], 2006.
- [3] L. PALACIOS BOCANEGRA, "Implementación en software del modelo propuesto para estimar la eficiencia de un transformador considerando la variación de la tensión secundaria," Universidad del Valle [Colombia], 2012.
- [4] AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE, "IEEE C57.12.80-2002. Standard Terminology for Power and Distribution Transformers." New York, p. 51, 2002.
- [5] E. RAS OLIVA, Transformadores de potencia, de medida y de protección, 7 Edición. Barcelona: Marcombo, 1994, p. 303.
- [6] AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE, "IEEE C57.12.90-2010. Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers." New York, p. 100, 2010.
- [7] AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE, "IEEE C57.12.91-2001. Standard Test Code for Dry-Type Distribution and Power Transformers." New York, p. 83, 2001.
- [8] AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE, "IEEE C57.12.00-2010. Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers." New York, p. 70, 2010.
- [9] AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE, "IEEE C57.12.01-2005. Standard General Requirements for Dry-Type Distribution and Power Transformers, Including Those with Solid-Cast and / or Resin Encapsulated Windings." New York, p. 44, 2006.
- [10] M. P. KOSTENKO and L. M. PIOTROVSKI, Máquinas eléctricas, vol. 1. Rusia: Mir, 1975, p. 599.

-
- [11] D. L. GALLOWAY, "Distribution transformers," in Electric power transformer engineering, 2 Edition. London: CRC Press, 2007, pp. 1–46.
- [12] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, "NTC 317. Transformadores de potencia y distribución. Terminología." Bogotá DC, p. 54, 1998.
- [13] B. W. KENNEDY, Energy efficient transformers. Estados Unidos: McGraw-Hill Book Company, 1998, p. 271.
- [14] ABB-GROUP, Transformer handbook. Geneva: ABB, 2004, p. 213.
- [15] J. J. WINDERS, Transformers principles and applications. New York: Marcel Dekker Inc., 2002, p. 286.
- [16] W. H. TANG and Q. H. WU, Condition monitoring and assessment of power transformers using computational intelligence. London: Springer, 2011, p. 218.
- [17] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, "NTC 1005. Transformadores. Determinación de la tensión de cortocircuito y pérdidas con carga." Bogotá DC, p. 16, 2005.
- [18] P. S. GEORGILAKIS, Spotlight on modern transformer design. London: Springer, 2009, p. 448.
- [19] J. B. GIBBS, Transformers principles and practice, 2 Edition. Estados Unidos: McGraw-Hill Book Company, 1950, p. 236.
- [20] L. F. BLUME, Transformer engineering. A treatise on the theory, operation, and application of transformers, 2 Edition. Estados Unidos: Jhon Wiley & Sons, 1951, p. 500.
- [21] P. DAGA GELABERT, Transformadores convertidores. España: Ediciones Ceac, 1974, p. 925.
- [22] V. GOURISHANKAR, Conversión de energía electromecánica. México: Representaciones y Servicios de Ingeniería, s.a., 1975, p. 651.

-
- [23] R. FEINBERG, Modern power transformers practice. Estados Unidos: Jhon Wiley & Sons, 1979, p. 359.
- [24] H. W. GINGRICH, Máquinas eléctricas, transformadores y controles. México: Prentice-Hall Hispanoamericana, 1980, p. 365.
- [25] G. McPERSON, An introduction to electrical machines and transformers. Estados Unidos: Jhon Wiley & Sons, 1981, p. 557.
- [26] Massachusetts Institute of Technology Dept. of Electrical Engineering, Circuitos magnéticos y transformadores estudio amplio de las características físicas de los circuitos magnéticos y de su aplicación al cálculo y diseño de los mismos y de los transformadores. Argentina: Reverte, 1981, p. 697.
- [27] I. L. KOSOW, Máquinas eléctricas y transformadores. España: Reverte, 1982, p. 727.
- [28] C. FRANKLIN and D. P. FRANKLIN, J & P Transformer book, A practice Technology of the Power Transformers, 11 Edition. Inglaterra: Butterworths, 1983, p. 815.
- [29] E. FITZGERALD, C. Kingsley, and A. KUSKO, Teoría y análisis de las máquinas eléctricas. México: Editia Mexicana, 1984, p. 587.
- [30] T. GONEN, Electric power distribution system engineering. New York: McGraw-Hill, Inc., 1986, p. 748.
- [31] J. MEISEL, C. NAVARRO GARRIDO, and J. M. BAÑERES BARRIL, Principios de conversión de energía electromecánica. Ediciones del castillo, 1986, p. 647.
- [32] N. HERBERT, Constitución y funcionamiento del transformador. España: Marcombo, 1988, p. 60.
- [33] W. M. FLANAGAN, Handbook of transformer design & applications, 2 Ed. Boston: McGraw-Hill, 1993, p. 474.
- [34] J. PANSINI, Electrical transformers and power equipment, 3 Edition. Linburn GA.: The Fairmont Press, Inc., 1999, p. 394.

-
- [35] R. M. DEL VECCHIO, B. POULIN, T. P. FEGHALI, D. M. SHAH, and R. AHUJA, Transformer design principles. With applications to core-form power transformers. London: CRC Press, 2002, p. 595.
- [36] J. SANZ FEITO, Máquinas eléctricas. España: Pearson Education, 2002, p. 504.
- [37] E. FITZGERALD, C. KINGSLEY Junior, and S. D. UMANS, Electric Machinery, 6 Ed. New York: McGraw-Hill, 2003, p. 703.
- [38] A. CARLSON, J. FUHR, G. SCHEMEL, and F. WEGSCHEIDER, Testing of Power Transformers. Routine tests, type test and special tests. Zurich: ABB AG., 2003, p. 297.
- [39] B. S. GURU, H. R. HIZIROGLU, and J. ENRIQUEZ BRITO, Maquinas eléctricas y transformadores, 3 Ed. Mexico: Oxford University Press, 2003, p. 699.
- [40] S. V. KULKARNI and S. A. KHAPARDE, Transformer engineering: Design and practice. New York: Marcel Dekker Inc., 2004, p. 478.
- [41] J. H. HARLOW, Electric power transformer engineering. Estados Unidos: CRC Press LLC, 2004, p. 481.
- [42] C. W. T. MCLYMAN, Transformer and inductor design handbook, 3 Edition. California: Marcel Dekker Inc., 2004, p. 532.
- [43] G. ENRIQUEZ HARPER, Máquinas eléctricas. México: Grupo Noriega Editores de Colombia, 2005, p. 514.
- [44] S. J. CHAPMAN, L. M. ORTEGA GONZALEZ, and C. de ROBINA CORDERA, Máquinas eléctricas, 4 ed. México: McGraw-Hill Interamericana, 2005, p. 746.
- [45] G. ENRIQUEZ HARPER, Experimentos con máquinas eléctricas, máquinas rotatorias y transformadores. México: Limusa / Noriega, 2005, p. 236.
- [46] A. B. VAN DEN and C. V. VENCISLAV, Inductors and transformers for power electronics. Estados Unidos: Taylor & Francis, 2005, p. 447.

-
- [47] A. van den BOSSCHE and V. CEKOV VALCHEV, Inductors and transformers for power electronics. Estados Unidos: Taylor & Francis, 2005, p. 447.
- [48] X. M. LÓPEZ-FERNANDEZ, Transformers in practice. España: Dept. of Electrical Engineering Campus Lagoas-Marcosende., 2006, p. 411.
- [49] T. WILDI and R. NAVARRO SALAS, Máquinas eléctricas y sistemas de potencia, 6 Ed. México: Pearson Educación, 2006, p. 934.
- [50] S. P. MEHTA, "Transformer testing," in Electric Power transformer engineering, 2 Ed., London: CRC Press, 2007, pp. 1–28.
- [51] M. J. HEATHCOTE, The J & P Transformer Book, 13 Ed. London: Elsevier Ltd., 2007, p. 989.
- [52] H. J. SIM and S. H. DIGBY, "Power transformers," in Electric power transformer engineering, 2 Edition, vol. 57, no. 9, London: CRC Press, 2007, pp. 1–24.
- [53] J. FRAILE MORA, Máquinas eléctricas, 6 Ed. España: McGraw-Hill Interamericana, 2008, p. 809.
- [54] R. M. DEL VECCHIO, B. POULIN, T. P. FEGHALI, D. M. SHAH, and R. AHUJA, Transformer design principles. With applications to core-form power transformers, 2 Edition. London: CRC Press, 2010, p. 602.
- [55] V. IVANOV-SMOLENSKI, Máquinas eléctricas, vol. 1. URSS: Editorial Mir Moscú, 1984, p. 472.
- [56] M. Yang, Y. Shi, and J. Zhang, "Efficient operation regions of power distribution transformers," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, no. 4, p. 5, Oct. 2004.
- [57] G. Hu, W. He, X. Wu, L. Zhang, X. Li, and X. Song, "The on-line detecting method for transformer loss," Notes, no. 2, pp. 2–5, 2011.

-
- [58] X. Chen and Z. Guo, "Economic operation of power transformer based on real time parameter checking," 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, p. 3 pp., 2006.
- [59] A. Damnjanovic, "The Measurement and evaluation of distribution transformer losses under non-linear Loading," IEEE, pp. 1416–1419, 2004.
- [60] O. L. Sánchez, J. Velasco, and C. Arturo, "Diseño de una aplicación para la gestión de carga en transformadores de distribución Designing an application for managing distribution transformer load," vol. 26, no. 3, pp. 85–92, 2006.
- [61] NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURERS ASSOCIATION (Estados Unidos), "NEMA TP 2-2005. Standard Test Method for Measuring the Energy Consumption of Distribution Transformers." Rosslyn, Virginia, p. 40, 2005.
- [62] NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURERS ASSOCIATION (Estados Unidos), "NEMA TP 1-2002. Guide for Determining Energy Efficiency for Distribution Transformers." Rosslyn, Virginia, p. 16, 2002.
- [63] AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE, "IEEE Std C57.120-1991. Loss Evaluation Guide for Power Transformers and Reactors." New York, p. 28, 1991.
- [64] AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE, "IEEE C57.123-2010. Guide for Transformer Loss Measurement." New York, p. 49, 2010.
- [65] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, "NTC 1031. Ensayos para la determinación de pérdidas y corriente sin carga." Bogotá DC, p. 9, 1998.
- [66] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, "NTC 316. Método de ensayo para determinar el calentamiento para transformadores sumergidos en líquido refrigerante." Bogotá DC, p. 13, 1998.
- [67] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, "NTC 380. Transformadores eléctricos. Ensayos eléctricos. Generalidades," p. 7, 2001.

-
- [68] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, "NTC 375. Medida de la resistencia de los devanados." Bogotá DC, p. 6, 1970.
- [69] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, "NTC 471. Relación de transformación. Verificación de la polaridad y relación de fase." Bogotá DC, p. 12, 1999.
- [70] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, "NTC 2135. Guía para fórmulas de evaluación de pérdidas." Bogotá DC, p. 13, 1997.
- [71] E. A. VÁSQUEZ S and J. O. MEJIA A, "Automatización de las pruebas de temperatura en equipos de distribución eléctricos," Universidad del Valle [Colombia], 2006.
- [72] C. BARRETO LÓPEZ, "Automatizacion de la prueba de cortocircuito sobre transformadores de distribucion," Universidad del Valle [Colombia], 1999.
- [73] D. F. GARCIA GOMEZ and J. C. VELEZ MARULANDA, "Diseño y construcción de un reactor para la realización de la prueba de cortocircuito a transformadores de 7620V," Universidad del Valle [Colombia], 1999.
- [74] W. A. Schmid and J. L. Martínez, "Guía para estimar la incertidumbre de la medición," CENAM. Centro Nacional de Metrología. [México], p. 27, 2000.