

Metodología para el análisis y retiro de activos: transformadores de potencia

Methodology for the analysis and retirement of assets: Power transformers

Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez¹

Fecha de recepción: 22 de octubre del 2014

Fecha de aprobación: 19 de marzo del 2015

Gómez-Ramírez, G. Metodología para el análisis y retiro de activos: transformadores de potencia. *Tecnología en Marcha*. Vol. 28, N° 3, Julio-Setiembre. Pág 116-126.

¹ Ingeniero de Laboratorio de Alta tensión ICE-LIMAT. Profesor, Escuela de Ingeniería Electromecánica, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Profesor, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica. Costa Rica. Teléfono: (506) 2533 3060. Correo electrónico: ggomezra@ice.go.cr

Palabras clave

Índices de condición; retiro de activos; transformadores de potencia.

Resumen

El siguiente artículo consiste en el desarrollo de una metodología en el ámbito de la ingeniería de alta tensión para el análisis y retiro de transformadores de potencia reparados, fundamentado en criterios ingenieriles, a fin de establecer una correlación entre el estado de la condición del transformador desde varios puntos de vista: *eléctrico, mecánico, dieléctrico y térmico*. Realizando un análisis del estado de la cuestión, se tienen dos situaciones de gran trascendencia, primeramente las normas internacionales son una “guía” para la aceptación de transformadores nuevos por lo que no pueden aplicarse al pie de la letra para transformadores reparados, debido al proceso mismo de degradación que el transformador ha sufrido con el paso de los años y todos los factores que conllevaran a una posible reparación. Segundo, con base en la literatura técnica más reciente, se han analizado artículos, los cuales analizan el aceite dieléctrico y el papel, lo cual se establecen correlaciones entre la calidad del papel aislante y la concentración de furanos en aceites. Para finalizar, gran parte de la investigación hasta ahora realizada, se ha enfocado en el análisis del transformador, a partir de la condición del aceite dieléctrico pues, en la mayoría de los casos, no se tiene la posibilidad de realizar una ingeniería forense dentro del transformador en operación y poder así, analizar las componentes de diseño que pueden comprometer la integridad y operatividad de este.

Keywords

Indexes of condition; retirement of assets; power transformers.

Abstract

The following article consists of the development of a methodology of the area of the engineering of high voltage for the analysis and retirement of repaired power transformers, based on engineering criteria, in order to establish a correlation between the conditions of the transformer from several points of view: *electrical, mechanical, dielectrics and thermal*. Realizing an analysis of the condition of the question, there are two situations of great transcendency, first one, the international procedure are a “guide” for the acceptance of new transformers, by what they cannot be applied to the letter for repaired transformers, due to the process itself of degradation that the transformer has suffered with to happen of the years and all the factors that they were carrying to a possible repair. Second one, with base in the most recent technical literature, there have been analyzed articles, which analyze the oil dielectrics and the paper, which correlations are established between the quality of the insulating paper and the furan concentrations in the oils. To finish, great part of the investigation till now realized, it has focused in the analysis of the transformer, from the condition of the dielectric oil, so in most cases, there is not had the possibility of realizing a forensic engineering inside the transformer in operation and of being able this way, of analyzing the components of design who can compromise the integrity and operability of the same one.

Introducción

El análisis íntegro de un transformador, va más allá de solamente las pruebas eléctricas, las pruebas al aceite dieléctrico y cualquier otro análisis que se puedan hacer en el tiempo. Así, las normas no establecen una metodología clara de análisis y retiro de transformadores de potencia, basado en la condición de estos. Las tendencias mundiales han orientado el análisis de transformadores hacia el análisis de aceite, de esta manera se puede establecer de forma indirecta, el estado del transformador y del papel aislante. La presente metodología, plantea analizar un transformador desde el punto de vista de la condición, a fin de complementar las pruebas al aceite dieléctrico. De este modo, se establece un estudio y análisis de las pruebas dieléctricas a fin de plantear una metodología científica de análisis, generación de índices, evaluación y correlacionar estos valores a fin de tomar una decisión de gran importancia: *Retiro de un activo de potencia*

Desarrollo de Índices de condición del transformador

Índice de Condición del Estado Eléctrico

Este índice clasifica y considera la estadística de los transformadores instaladas en un sistema de potencia, en función de los años de servicio, potencia instalada, marca del equipo, tipo de transformador (autotransformador, elevador, reductor, reactor), nivel de tensión, entre otros. En este índice se correlacionarán los valores anteriores con la tasa de fallas. A partir de eventos mutuamente excluyentes, se hará la siguiente consideración:

$$P_x = \sum P(\text{marca/década}) * P(c)$$

$P(\text{marca/década})$: valor estadístico donde se clasifican las marcas según la década de instalación. Es decir, si un transformador se instaló en 1984, se clasificará para la década de los ochentas, seleccionado según la marca del equipo.

$P(c)$: probabilidad de una marca en específico en una década en específico, de esta manera se debe hacer un conteo del lote de transformadores y clasificar según la década de instalación.

P_x : probabilidad de todo el muestreo a que un transformador sea de una marca específica y que se haya instalado en cierta época.

$$I.C.E.E. = P_x * I(\text{falla}) * I(\text{clasificación})$$

$I(\text{clasificación})$: se discrimina el transformador según sea su uso: autotransformador, reductor, elevador.

$I(\text{falla})$: tasa de fallas de transformadores, clasificados según marca y uso

$I.C.E.E.$: Índice de Condición del Estado Eléctrico.

Índice de *Condición del Estado Mecánico*: el índice mecánico dará una relación del nivel de cortocircuito que un transformador pueda soportar. Indudablemente, la corriente de cortocircuito puede llegar a ser letal para la máquina. Durante su vida útil, el transformador debe estar preparado para soportar sobre corrientes originadas por fallas en el sistema de potencia.

Estas sobre corrientes generan fuerzas electrodinámicas que son proporcionales al cuadrado de la corriente de cortocircuito. De esta manera para determinar la corriente de cortocircuito crítica, es necesario que, en la etapa de diseño, se realicen simulaciones de las posibles fallas a que estaría expuesto el transformador, teniendo en cuenta las características constructivas y eléctricas de las bobinas; de este modo, se podrán obtener las fuerzas axiales y radiales que se generan en un cortocircuito.

Fuerzas axiales: los componentes de fuerza axial pueden producir empuje de los conductores hacia los yugos de sujeción del núcleo, compresión axial hacia el centro de la bobina o una combinación de estos efectos. No hay una metodología para determinar el sentido dominante de las fuerzas. Sin embargo, se puede afirmar que estas componentes son mínimas si las alturas de las bobinas de AT y BT son iguales.

Fuerzas radiales: las componentes de fuerza radial en los devanados producen repulsión entre las bobinas de BT y AT. Así, la bobina interior tiende a comprimirse hacia el núcleo y la bobina exterior tiende a dilatarse radialmente hacia afuera. Estas fuerzas están limitadas, fundamentalmente, por la resistencia a la tensión del conductor de la bobina. La fuerza radial se determina a partir de la ecuación:

$$F_{radialv} \approx \frac{I^2 \times N}{H_w} \times D_m$$

Donde:

$F_{radialv}$: Fuerza radial (Newton)

I : Corriente del devanado (Amperios)

N : Número de espiras

D_m : Diámetro promedio del devanado (metros)

H_w : Longitud del devanado (metros)

A fin de estimar un índice de condición del estado mecánico de un transformador se puede utilizar la ecuación anterior, pues esta relaciona dos aspectos importantes en el diseño mecánico: el diámetro y la longitud del devanado pues ambos definen la impedancia de un transformador. La corriente dependerá de las características del transformador y el número de vueltas es un valor constante, no obstante no deja de ser importante. Por esta razón:

$$I.C.E.M. = \frac{H_w}{D_m}$$

La impedancia de cortocircuito de un transformador es proporcional a la geometría misma de la bobina; por lo tanto, los efectos de la fuerzas de cortocircuito van a ser más notorias, cuando la proporción *diámetro – altura* varíen significativamente. Aquí se va a concentrar la conceptualización del índice pues este será de naturaleza mecánica de dimensión y será particular para cada transformador ya que cada marca tendrá un diseño de transformador en particular.

Por esta razón, mientras más alto sea el valor de *I.C.E.M.*, se esperaría tener un transformador en mejores condiciones para poder enfrentar un cortocircuito; de esta manera, se generarán menores esfuerzos internos del transformador. Igualmente, no hay que dejar de lado el dimensionamiento que se le dio al transformador y, sobre todo, el refuerzo al mismo a fin de que el esfuerzo producido por un cortocircuito pueda ser distribuido dentro de la bobina antes de que esta falle y sea completamente deformada.

Índice de *Condición del Estado Dieléctrico*: el diseño dieléctrico de cualquier transformador consiste en determinar las características y dimensiones de cada uno de los aislamientos utilizados, de tal forma que aseguren una operación dieléctrica confiable. Las estructuras aislantes empleadas en transformadores se caracterizan por ser de geometrías diversas y

algunas veces irregulares. Por este motivo, la predicción del comportamiento dieléctrico de los aislamientos resulta muy complicada.

La intensidad de campo eléctrico en un dieléctrico no puede aumentarse indefinidamente. Si se excede de un cierto valor, ocurre un arco eléctrico y se “rompe el aislamiento”. La máxima intensidad de campo que un dieléctrico pueda sostener antes de la ruptura se conoce como rigidez dieléctrica. La rigidez dieléctrica depende de varios factores:

- Espesor del material
- Homogeneidad del material
- Nivel de tensión y tiempo
- Forma de los electrodos
- Presión en gases

Una manera práctica y confiable de poder medir la calidad del aislamiento de un transformador, es a partir de dos pruebas: resistencia al aislamiento y factor de potencia de los devanados. La resistencia del aislamiento es el cociente de la tensión DC aplicado a través de la superficie dividida por la corriente resultante total a un tiempo dado. La resistencia del aislamiento es función del tipo y las condiciones del material aislante usado, en general, esta varía proporcionalmente con el espesor e inversamente con el área de superficie del conductor. El factor de potencia es un indicador de las pérdidas dieléctricas en el aislamiento. Los procesos de deterioro térmico y la absorción de humedad incrementan las pérdidas antes mencionadas; una manera de medir estas pérdidas es analizando el progreso en el tiempo de dos valores: el factor de disipación ($\tan \delta$) y el factor de potencia.

El índice debe correlacionar ambas pruebas dieléctricas; se deben tomar en cuenta la información proporcionada por dos y sobretodo, tomar en cuenta el historial. Un índice dieléctrico de este tipo, deberá ser capaz de ser sensible ante cualquier variación del estado dieléctrico del transformador. De este modo, y por las características propias de las pruebas, la prueba de factor de potencia será un indicador de la cantidad de humedad dentro de los devanados y la prueba de resistencia al aislamiento de la condición del aceite. Por lo tanto, se establecerán las siguientes ecuaciones para analizar el cambio en la condición del aislamiento:

$$\Delta fp = fp_1 - fp_2$$

Donde

fp_1 : último dato medido de factor de potencia

fp_2 : valor transanterior de factor de potencia medido con un intervalo de dos años entre pruebas

Igualmente, para la prueba de resistencia al aislamiento tenemos:

$$\Delta R_{aisl} = R_{aisl1} - R_{aisl2}$$

Donde

R_{aisl1} : último dato medido de resistencia de aislamiento ($G\Omega$)

R_{aisl2} : valor transanterior de resistencia de aislamiento medido con un intervalo de dos años entre pruebas ($G\Omega$)

De esta manera, se tiene la tasa de cambio en el aislamiento del transformador, el cual será de al menos cada año, según los criterios de recurrencia de pruebas. Por esta razón se

considerará la siguiente ecuación para establecer un valor adimensional en la tasa de cambio del comportamiento dieléctrico del transformador:

$$T.C._{aislamiento} = \frac{\frac{\Delta_{fp}}{\sigma_{fp}}}{\sigma_{Raisl} R_{aisl}}$$

Donde

$T.C._{aislamiento}$: tasa de cambio del aislamiento y es un valor adimensional

σ_{fp} : desviación estándar del factor de potencia para el grupo de transformadores (reductores, elevadores, autotransformadores y móviles)

σ_{Raisl} : desviación estándar de la resistencia al aislamiento para el grupo de transformadores (reductores, elevadores, autotransformadores y móviles) ($G\Omega$).

A fin de establecer el índice dieléctrico del transformador, se requiere correlacionar las tasas de cambio del aislamiento para cada uno de los devanados e integrarlo en un único valor. Este se hará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I.C.E.D. = \alpha * T.C._{aislamiento_{AT}} + \beta * T.C._{aislamiento_{MT}} + \gamma * T.C._{aislamiento_{BT}}$$

donde

$I.C.E.D.$: Índice de condición del estado dieléctrico

$T.C._{aislamiento_{AT}}$: tasa de cambio del aislamiento en lado de alta tensión

$T.C._{aislamiento_{MT}}$: tasa de cambio del aislamiento en lado de media tensión

$T.C._{aislamiento_{BT}}$: tasa de cambio del aislamiento en lado de baja tensión

α, β, γ : constante de peso para devanados de alta, media y baja tensión respectivamente.

Estos valores se generan a partir de la experiencia y dichos valores son definidos según el siguiente cuadro:

Cuadro 1: Valor de las constantes de peso

Tipo de transformador	Valor α	Valor β	Valor γ
	Alta tensión	Media tensión	Baja tensión
Reductor	0.5	0.25	0.25
Elevador	0.55	n/a	0.45
Autotransformador	0.55	n/a	0.45
Móvil	0.5	0.25	0.25

Los valores de las constantes de peso se deben básicamente a la observación del comportamiento del aislamiento; la geometría de la bobina, a través de los años. Se tomaron para su clasificación aspectos como: *Nivel de tensión, cantidad de humedad, tipo de bobina.*

Índice de condición de estado térmico: el diseño térmico de los transformadores es un problema complejo; por esa razón, muchos de los métodos que se aplicaron antiguamente fueron empíricos. No obstante, en la actualidad se utilizan métodos matemáticos de análisis, precisos, basados en modelos que describen el comportamiento térmico de la máquina. Lamentablemente, dichas metodologías las han desarrollado las grandes fábricas de transformadores y estas constituyen una información que es estrictamente confidencial.

Cuando el transformador opera en condiciones normales de carga, las pérdidas en el núcleo y en las bobinas constituyen las fuentes de calor dentro del transformador. Este calor se transmite desde las fuentes hasta el aire que rodea al tanque del transformador, y se lleva a cabo como una combinación de los procesos: *conducción, convección y radiación*.

La siguiente figura muestra el mecanismo de disipación de calor: el núcleo y los devanados constituyen las fuentes de calor; el calor desprendido se transmite a través de la superficie exterior de estos al aceite refrigerante.

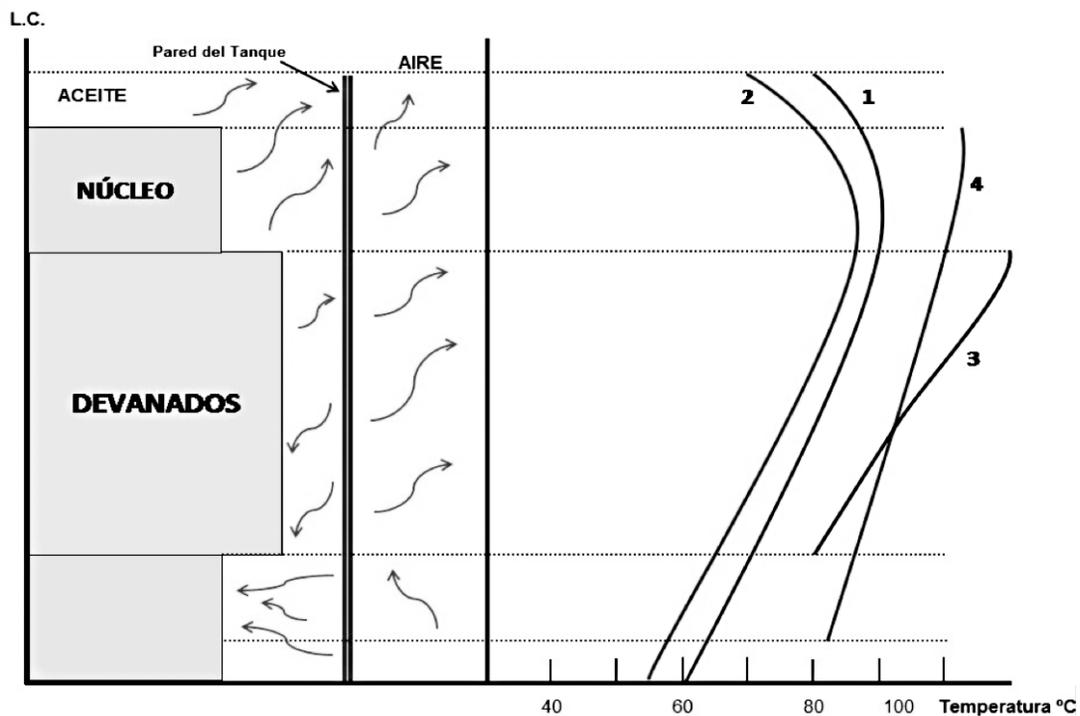


Figura 1: Disipación de calor y variación de temperatura dentro de un transformador.

Temperatura del aceite, 2. Temperatura de la pared, 3. Temperatura del devanado, y 4. Temperatura del núcleo

El comportamiento térmico de un transformador, es vital para garantizar su vida útil. Se establece un índice donde se correlaciona, el efecto de la temperatura, el porcentaje de sobrecarga y la cantidad de aceite que contenga el tanque conservado. Por esta razón, se debe calcular el comportamiento térmico del grupo de transformadores de la siguiente manera:

$$C.T. = \frac{\theta_a}{\sigma_{grupo}}$$

Donde

C.T.: comportamiento térmico de un transformador en particular.

θ_a : elevación de temperatura promedio del devanado con respecto al ambiente (°C).

σ_{grupo} : desviación estándar del grupo (reductor, elevador y autotransformador) (°C).

Una vez establecido el comportamiento térmico, se deberá calcular el peso del aceite (masa) en proporción al peso total del transformador. Se esperaría que, a mayor cantidad de aceite, mayor evacuación de calor ya que la parte activa de la máquina se comportará como una fuente calórica, según se muestra a continuación:

$$R.P. = \frac{P_{aceite}}{P_{total}}$$

Donde

R.P.: razón de pesos entre el aceite y el peso total de un transformador

P_{aceite} : peso del aceite (kg).

P_{total} : peso total del transformador (kg).

Una vez establecidos ambos valores, el índice final correlacionará el comportamiento térmico y la razón de pesos con el porcentaje de sobrecarga, según cada grupo de transformadores. De esta manera, se obtendrá de la siguiente forma:

$$I.C.E.T. = C.T. * R.P. * \% \text{ sobrecarga}$$

Donde

I.C.E.T.: índice de condición del estado térmico

C.T.: comportamiento térmico de un transformador en particular.

R.P.: razón de pesos entre el aceite y el peso total de un transformador.

Índice de Condición del Transformador (I.C.O.): el índice de condición en un transformador eléctrico va muy asociado con el envejecimiento de la máquina, la acumulación de esfuerzos debido a los cortocircuitos que pueda soportar el transformador, así como los cambios constantes en la temperatura de operación resumidos en los índices anteriormente mencionados. Cada uno de ellos va a tener un peso en la condición final del transformador.

Esto se refiere al desgaste que el transformador va a tener a través de los años de servicio. Este es un proceso degenerativo y continuo. A estos componentes de desgaste se pueden añadir el peso que tendría el mantenimiento, las reparaciones, los tipos de fallas que pueda sufrir el transformador por mencionar algunos. Para calcular un índice de condición, se debe analizar de la siguiente manera:

$$I.C.O. = \frac{I}{[I.C.E.E.^a + I.C.E.M.^b + I.C.E.D.^c + I.C.E.T.^d]}$$

Donde

I.C.O.: índice de condición del transformador

$a=0.1$, $b=0.3$, $c=0.4$, $d=0.2$: factores de peso en la evaluación del transformador. Se da mayor peso a la condición dieléctrica y mecánica del transformador.

Índice de seguridad de un transformador (I.S.E.): Una vez calculado el índice de condición del transformador, se correlacionará este índice con el índice de polimerización del transformador. El papel está constituido de celulosa, la longitud de las moléculas de la celulosa del papel se mide en términos del grado de polimerización. Al degradarse la celulosa, reduce el grado de polimerización, se destruyen los enlaces interfibras y causa la pérdida del esfuerzo mecánico. Genera partículas fibrosas. El rompimiento de los polímeros de la celulosa produce una disminución de la resistencia mecánica y eléctrica del papel.

Por lo tanto, las propiedades mecánicas del papel dependen directamente del grado de polimerización. El aumento de degradación del papel se ve reflejado cuando sus propiedades mecánicas van disminuyendo, al punto que el papel no tiene la suficiente consistencia mecánica para soportar un cortocircuito. Esta degradación se ocasiona por la temperatura de operación, por la humedad, el oxígeno y los subproductos de degradación. El índice de polimerización es un número adimensional que puede estar en 1200-200 para un papel nuevo y desgastado, respectivamente. Por esta razón se establecerá la siguiente ecuación para analizar el riesgo implícito de un transformador:

$$I.S.E. = I.C.O.*I.P.O.$$

Donde

I.S.E.: Índice de Seguridad para sustitución de activos

I.C.O.: Índice de condición del transformador

I.P.O.: Índice de polimerización del papel aislante

Se espera que cuanto más altos sean el índice de polimerización y el índice de condición, se dé un valor alto pues el índice de polimerización normalmente será en el orden de los cientos.

Ejemplo de aplicación

Se analizaron tres transformadores con las siguientes características:

Cuadro 2: Características de transformadores especímenes

Descripción	Potencia ONAN / ONAF	Nivel de tensión kV	Tipo de transformador	Años de construcción
Transformador 1	20 / 30 MVA	230/34.5/13.8	Reductor de subestación móvil	1994
Transformador 2	68 / 79 MVA	230/13.8	Elevador	1981
Transformador 3	30 / 55 MVA	230/34.5/13.8	Reductor	2002

Aplicando los criterios anteriores, se obtuvieron los siguientes resultados:

Cuadro 3: Índice de seguridad para transformadores especímenes

Índice de seguridad para sustitución de activos: transformadores de potencia							
Descripción	I.C.E.E.	I.C.E.M.	I.C.E.D.	I.C.E.T.	I.C.O.	I.P.O.	I.S.E.
Transformador 1	0.029	0.458	3.664	0.940	0.240	500	120.15
Transformador 2	0.166	0.465	42.538	1.100	0.140	500	70.11
Transformador 3	0.198	0.635	6.466	0.770	0.209	900	188.21

Se espera que el índice de seguridad de un transformador sea lo más alto posible. Esto indicará que la máquina tiene una probabilidad más alta de tener *mejores condiciones de vida*, comparado con otros de su tipo, de esta manera, será un transformador que garantizará una mayor confiabilidad por su diseño mismo y este será más apto que otras máquinas de similares condiciones.

Conclusiones

Este artículo analiza el transformador desde la óptica de la condición y fundamentado en los cuatro índices de condición. Se logró desarrollar una metodología de pruebas de alta tensión, donde se permite la aceptación y rechazo de transformadores de potencia reparados, constituida por la generación de distintos índices de condición, por lo que constituye un aporte al estado del arte pues nunca antes se había desarrollado un criterio basado en este aspecto. Un conjunto de índices de condición del estado evalúan desde una perspectiva diferente la máquina eléctrica, ya que la tendencia mundial ha ido orientada solamente al análisis del aceite dieléctrico a partir de la concentración de gases disueltos. Este es un aporte importante a la técnica.

La generación de los índices de condición y de seguridad constituyen la contribución más importante al estado de la técnica pues, en esencia, se puede tener una noción del estado del transformador bajo la perspectiva anteriormente descrita.

El índice de seguridad del transformador será un valor adimensional, que nos dará una idea de qué tan seguro será el transformador, comparado con otros de su misma especie. Igualmente será un valor que servirá para la toma de decisiones, sobre el futuro de la máquina y, sobre todo, nos indicará qué tan riesgoso será instalarlo en un lugar específico. Igualmente, será un indicativo de la vida residual de la máquina, posterior a la reparación ya que será función de la condición y el índice de polimerización.

Un aspecto importante, para finalizar, es que la metodología queda abierta a futuros trabajos de investigación que le permitan mejorar, de modo tal que el índice del estado de condición sea un valor más real y aproximado del estado de la máquina. En las recomendaciones se muestran los distintos aportes a esta metodología que, en el futuro pueden ser considerados.

Bibliografía

- Seliavanov A.I., *"Fundamentos de la teoría de envejecimiento de la maquinaria"*. Moscú URSS, Editorial MIR.
- Tereiev B.R., *"Física de los materiales dieléctricos"*, Moscú URSS, Editorial MIR.
- Peebles P., (1980), *"Probability, random variables and random signal principles"*, USA, McGraw-Hill.
- Hubert C. L. (1991), *"Electric Machines"*, USA, Merrill.
- Leibfried T., (April 2013), *"Postmortem Investigation of power Transformers – profile of degree of polymerization and correlation with furan Concentration in the Oil"* IEEE Transaction on Power Delievery, vol. 28, no. 2, pp 886-893.
- Zhang X., (2008), *"Asset-Management of transformers Based on condition Monitoring and Standard Diagnosis"*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 24, pp. 26-40.
- Wang M., (2002), *"Review of condition assessment of power transformers in service"*. Electrical Insulation Magazine, IEEE, vol. 18, pp. 12-25.
- Setayeshmehr A., (Sept. 2004). *"A procedure for diagnosis and condition based maintenance for power transformers"* Electrical Insulation Conference Record of the IEEE International Symposium, pp. 504-507.
- Gockenbach E. (April 2008). *"Condition monitoring and diagnosis of power transformers"*. International Conference Record of the IEEE on Beijing, pp. 894-897.
- Liu, C. (July 2012.) *"Using data mining to dissolved gas analysis for power transformer fault diagnosis"*. International Conference Record of the IEEE on Bali, pp. 1952-1957.
- Yoshida M. (Sept. 2012) *"New diagnosis method of aging degradation for insulating paper in power transformers by measuring the refractive index of cellulose fibers"*. International Conference Record of the IEEE on Bali, pp. 56-59.
- Gockenbach E., (June 2006). *"Diagnosis of power transformer insulation"*, 8th International Conference properties and applications of dielectric materials Record of the IEEE on Bali, pp. 234-237.
- Dong M. (2002). *"Aging diagnosis of solid insulation for large oil-immersed power transformers"*, Electrical Insulation and dielectric phenomena, annual report conference IEEE, pp. 400-403.
- Yi X.,(October 2013). *"Surface tracking on pressboard in natural and synthetic transformer liquids under AC stress"*, IEEE Transaction on Dielectrics and electrical insulation, vol. 20, no. 5, pp 1625-1634.
- Dehgani A. (July 2012), *"Multivariate Analysis for Correlation among Different Transformer Oil Parameters to Determine Transformer Health Index"* Power and Energy Society General Meeting IEEE.
- Lorin P. (June 2010). *"Increase Transformer reliability and availability: from condition assement to side repair"*. PCIC Europe 2010 Conference Record IEEE.
- Estándar IEC 60076-3 (2000). *"Application guide for partial discharge measurement during a.c. withstand voltage test on transformers according to 12.2, 12.3 and 12.4"*.
- Estándar IEEE C57.12.90 -2000, clause 5.10 *"Insulation Levels"*.
- Estándar IEEE C57.12.90 -1999, clause 10 *"Dielectric Test"*.
- Estándar IEEE C57.12.90 -1999, clause 11 *"Temperature rise"*.
- Estándar IEC 60076 (1993), clause 5 *"test of temperature rise"*.