

# Medición del factor de potencia del aislamiento como ensayo de diagnóstico en transformadores de 110 kV

## *Measurement of the power factor of isolation as diagnosis test in transformers of 110 kV*

Orestes Hernández Areu<sup>I,\*</sup>, Dailen García del Sol<sup>I</sup>, Ernesto Díaz Alfonso<sup>I</sup>, Ramón Pérez Hernández<sup>II</sup>

<sup>I</sup>Universidad Tecnológica de La Habana, “José Antonio Echeverría”, CUJAE, Cuba

<sup>II</sup>Empresa de Construcciones de la Industria Eléctrica (ECIE), La Habana, Cuba

\* Autor de la correspondencia: [orestesh@electronica.cujae.edu.cu](mailto:orestesh@electronica.cujae.edu.cu)

Recibido: 14 de noviembre de 2023      Aprobado: 23 de enero de 2024

Este documento posee una [licencia Creative Commons Reconocimiento-NoComercial 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/) 

### RESUMEN/ ABSTRACT

El concepto de Mantenimiento Predictivo agrupa técnicas basadas en efectuar un seguimiento periódico o continuo del estado de un dispositivo, con el objetivo de predecir con cierta anticipación fallas incipientes en el mismo. Como parte esencial de esta actividad, se encuentran los ensayos de diagnóstico a las máquinas y equipos más importantes de una instalación. Se sabe que el factor de potencia del aislamiento, es un parámetro que brinda información valiosa sobre el estado del sistema aislante de las máquinas eléctricas en general y de los transformadores en particular. En este artículo se presentan los resultados de las mediciones de factor de potencia del aislamiento de tres transformadores de potencia de tres devanados de subestaciones de subtransmisión de 110/34,5/6,3 kV. Se aporta, como conclusiones, información que recomienda la intervención inmediata en alguno de los casos estudiados en evitación de salidas de servicio por averías.

**Palabras clave:** diagnóstico de transformadores, factor de potencia, aislamiento.

*The concept of Predictive Maintenance includes techniques based on developing a periodic or continuous follow-up of the state of any device, for predicting faults with certain anticipation. As essential part of this activity, are the essays of diagnosis to the machines and most important equipments of an installation. It is known that the power factor of isolation, it is a parameter that offers valuable information of the state of the insulating system of the electric machines in general and of the transformers in particular. In this article the results of the measurements of power factor of isolation of three power transformers of three windings of sub-transmission substations of 110/34,5/6,3 kV are presented. Information that recommends the immediate intervention on some studied cases in avoidance of exits on duty by damages is given.*

**Key words:** diagnosis of transformers, power factor, isolation.

### INTRODUCCIÓN

Durante los pasados años 90 en materia de mantenimiento, comienza a incorporarse el concepto de Mantenimiento Predictivo o Mantenimiento Basado en la Condición (MBC). Las técnicas y actividades del Mantenimiento Predictivo o Mantenimiento Basado en la Condición, están íntimamente relacionadas con las temáticas y funciones del diagnóstico. Muchas de las pruebas que se realizan dentro de las técnicas de diagnóstico a máquinas eléctricas están dirigidas a pesquisar la condición del sistema de aislamiento, una de estas es; la medición del factor de potencia.

Cómo citar este artículo:

Orestes Hernández Areu y otros. Medición del factor de potencia del aislamiento como ensayo de diagnóstico en transformadores de 110 kV. Ingeniería Energética. 2024. 45 (2), mayo/agosto. ISSN 1815-5901.

Sitio de la revista: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index>

En 2005 S, D. Myers [1], aclara que el factor de potencia del aislamiento no debe confundirse con el factor de potencia de un sistema en una red de corriente alterna (CA), sino que el factor de potencia del aislamiento es un indicador de la calidad del material dieléctrico. Ciertamente, el autor se refiere a que este factor de potencia es una medida de las pérdidas de energía por Efecto Joule que se producen cuando el material aislante es sometido a un campo eléctrico de CA. Según la IEEE American National Standard (ANSI) C57.106-2006 [2]; la medición de esta magnitud en las máquinas eléctricas es utilizada para comprobar el deterioro y contaminación de su material aislante, debido a su sensibilidad a los contaminantes iónicos. Se refiere a que la contaminación iónica favorece la generación de calor que, combinado con la humedad y otros factores, puede causar el deterioro del aislamiento.

Jorge Juan Montané García y otros, publicaron en el 2011 [3]; por años, el mantenimiento preventivo de los transformadores ha estado basado en la determinación de la resistencia de su aislamiento junto con la medición de la rigidez dieléctrica del aceite. Sin embargo, se sabe ahora que pruebas como la medición del factor de potencia del aislamiento, entre otras, son muy importantes para obtener un diagnóstico más acertado del estado del transformador. En 2015 Gustavo Gómez [4], establece que 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.

En el año 2016 Jiménez-Araya y Gómez-Ramírez [5], plantean que, durante el proceso de mantenimiento, la parte activa de un transformador puede resultar comprometida y atacada por los enemigos de los aislamientos: la humedad y las partículas sólidas. Estos elementos son responsables de gran parte de las fallas en los transformadores de potencia pues el dieléctrico se ve comprometido en su integridad debido a agentes externos que son conductivos en presencia de grandes campos eléctricos. Hay que agregar que este inconveniente también puede verificarse durante las actividades de instalación, montaje y en el tiempo de operación del transformador. En el año 2018 Gustavo Gómez [6], aclara que, en esencia, se requiere mantener íntegros los aislamientos a través del tiempo pues estos deben ser capaces de tener soportabilidad ante cualquier sobretensión ya sea de origen externo como interno y de esta manera, prolongar la vida útil de un transformador. Hay que apuntar que el registro histórico de los parámetros técnicos de los equipos, es primordial para lograr el objetivo que plantean los autores.

En el mismo año 2018, Jorge Ramos y Carlos García [7], publican que, al aplicar una excitación de tensión alterna al sistema de aislamiento de una máquina eléctrica, circulará por éste una corriente total que explica los siguientes procesos físicos:

- Capacitancia geométrica del sistema de aislamiento: Los dieléctricos dependiendo de su forma constructiva presentan efectos capacitivos entre sus componentes. En una condición ideal pueden modelarse como un capacitor.
- Polarización del dieléctrico: El modelo físico para estos procesos estará constituido por resistores y capacitores. Estos parámetros concentrados involucran los procesos físicos de pérdidas, magnitud de la polarización y tiempo de relajación.
- Conducción superficial y volumétrica: Se debe al movimiento continuo de los portadores de carga a través del sistema aislante. Depende de la temperatura, humedad, contaminación, nivel de la tensión aplicada, calidad y estado del aislamiento. Se modela este comportamiento mediante un resistor.

Se debe aclarar que el proceso de polarización del dieléctrico conlleva también a un movimiento de portadores de polarización que, sumado al movimiento de portadores de carga, constituye la corriente total del sistema de aislamiento. La relación entre la magnitud de la corriente de carga y la corriente total del aislamiento, constituye el factor de potencia del material aislante. La medición del factor de potencia del material dieléctrico de una máquina y como consecuencia, las pérdidas de su sistema aislante permiten predecir la condición en que se encuentre el aislamiento. En 2020 W. EKuchenbecker [8], plantea que el aislamiento puede estar afectado por varios factores, tales como: absorción de humedad, oxidación, descomposición térmica, efectos electrolíticos, corrientes de fuga, descargas eléctricas y sus reacciones químicas, estrés termomecánico, desgaste mecánico etc.

Ciertamente, estos factores pueden acelerar la degradación en los aislamientos y llevar a la máquina eléctrica a fallos prematuros e inesperados. También en 2020 [9], G. Crespo-Sánchez y otros plantean que, en general, la degradación de la celulosa es un mecanismo complejo, catalizado por la presencia de agua, oxígeno disuelto y el efecto de la temperatura, además otros factores como la presencia de cobre o aditivos pueden influir en dicho proceso. A esto, se debe agregar que la celulosa del papel electroaislante de las máquinas eléctricas es el elemento más sensible dentro de su sistema de aislamiento.

Así lo consideraron también, en el mismo año 2020, L. Acuña-Barrantes y G. Gómez-Ramírez [10], cuando apuntan que el sistema dieléctrico en un transformador de potencia es el más sensible al deterioro y degradación, por lo cual es importante monitorear su evolución bajo las condiciones operativas. Otro método de comprobación del estado del aislamiento, es la medición del factor de disipación o tangente de delta. Este factor, también es una medida de las pérdidas dieléctricas en CA. En el mismo 2020 en la segunda parte de su anterior publicación, W. EKuchenbecker [11], dice que el seguimiento de las mediciones de tangente delta, muestra tendencias a lo largo del ciclo de vida de la máquina eléctrica, que pueden diagnosticar la degradación del aislamiento.

R. Soni y B. Mehta [12], aseguran en una publicación del año 2021, que la vida útil esperada estará relacionada con las fallas a las que esté sometido el equipo, ya que estas tienen el potencial de acelerar el envejecimiento, al aumentar la probabilidad de falla y al reducir el tiempo de operación. En 2023 Óscar Núñez Mata y Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez [13], refieren que estudios han arrojado datos que indican que el 45 % de averías de los grandes transformadores estaban relacionados con modos de falla de origen dieléctrico. En este artículo se presentan los resultados de las mediciones de factor de potencia del aislamiento de tres transformadores de potencia de tres devanados de dos subestaciones de subtransmisión de 110/34,5/6,3 kV del centro de Cuba, que han reportado síntomas de problemas en el aislamiento.

### MATERIALES Y MÉTODOS

El material aislante no es más que un dieléctrico ubicado entre las placas de un capacitor. Este capacitor sometido a CA constituye un circuito R-C, compuesto por un capacitor ideal (sin pérdidas) en paralelo con una resistencia grande que representa las imperfecciones del aislamiento y es responsable de las pérdidas en el mismo. En la figura 1, se ha representado el capacitor ideal C y la resistencia R en paralelo, sometidos a una diferencia de potencial V. También se representa la corriente total que circula,  $I_t$ , con una componente resistiva  $I_r$ , en fase con V y desfasada en un ángulo  $\Phi$  de  $I_t$  y una componente capacitiva, atrasada  $90^\circ$  con respecto a V y desfasada en un ángulo  $\delta$  de  $I_t$ .

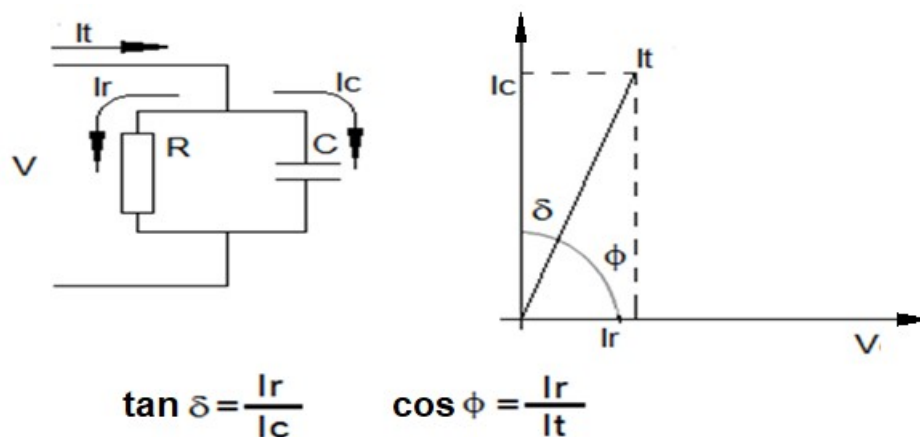


Fig. 1. Representación de un sistema aislante. (Fuentes;IEEE Std 62™-1995. [14-17])

Se sabe que para un capacitor de placas paralelas la capacitancia depende tanto de su relación geométrica como de una constante dieléctrica, que es [5]: Vea ecuación (1).

$$C = \epsilon_o \frac{\epsilon \times A}{D} \quad (1)$$

Donde:

C: capacitancia (F).

A: área de uno de los lados de las placas ( $m^2$ ).

D: espesor del dieléctrico (metros).

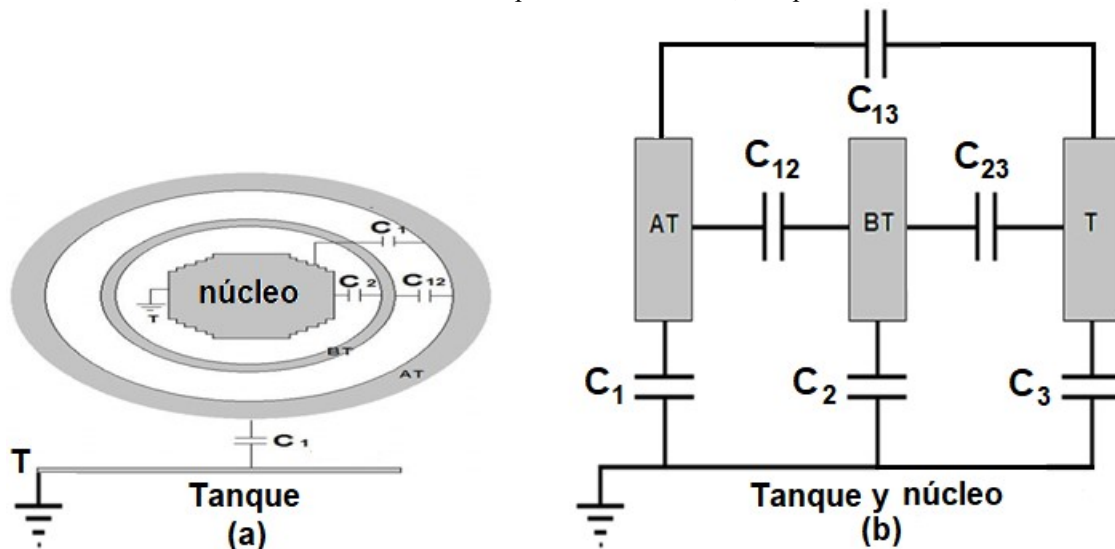
$\epsilon$ : Permitividad dieléctrica relativa del dieléctrico entre placas.

$\epsilon_o$ : Permitividad dieléctrica del vacío;  $8,85 \times 10^{-12}$  F/m

El factor de potencia es el coseno del ángulo de fase  $\Phi$  y el factor de disipación es la tangente del ángulo complementario  $\delta$ . La medición del factor de disipación es muy similar a la del factor de potencia. Sus valores son comparables en el rango de 0 a 10%, pero si se quiere más exactitud; la expresión para la conversión del  $\cos \phi$  a  $\tan \delta$ , es: Vea ecuación (2).

$$\tan \delta = \tan \left( \frac{\pi}{2} - \cos^{-1} \phi \right) \quad (2)$$

Cualquier devanado de un transformador se encuentra separado de los otros devanados y de las partes puestas a tierra mediante el aislamiento. El aislamiento forma la red de capacitores, como se ilustra en la figura 2. Todo el aislamiento eléctrico tiene una cantidad medible de pérdidas dieléctricas, independientemente de su edad.



**Fig. 2.** Red de capacitores que forma el aislamiento de un transformador.  
(a). Transformador de dos devanados. (b). Transformadores de tres devanados

En las pruebas de factor de potencia, se miden la capacitancia del aislamiento, las pérdidas dieléctricas en CA y la relación entre las cantidades medidas. La medición del factor de potencia es más efectiva en la detección de niveles de humedad y contaminación. Según la IEEE Std C57.152™-2013 [18], la medición de la capacitancia es efectiva en la detección de defectos físicos que conducen a variaciones en la geometría del material dieléctrico. La prueba se realiza aplicando primero una tensión a lo largo de alguno de estos capacitores y luego midiendo la corriente y las pérdidas de energía en forma de potencia. Finalmente se calcula el factor de potencia como la relación entre la potencia disipada en el aislamiento y el producto del valor efectivo de la tensión aplicada y la corriente que circula [14], de la siguiente forma: Vea ecuación (3).

$$\% FP = \frac{P}{V \times I} \times 100 \quad (3)$$

Donde:

%FP: Factor de potencia, (%).

P: Potencia que se disipa en el aislamiento, (W).

V: Tensión aplicada al capacitor (V).

I: Corriente que circula a través del capacitor, (A).

La interpretación de la condición del aislamiento depende principalmente de comparar los resultados de pruebas previas de la misma unidad o de unidades similares en buenas condiciones. Con esta interpretación se pueden detectar:

- Daños en los aisladores.
- Degradación de la celulosa.
- Degradación del aceite.
- Humedad dentro del sistema aislante, etc.

Un aislamiento en buenas condiciones presenta muy bajo factor de potencia y pérdidas dieléctricas y, por el contrario, un aumento en el valor de estos, es indicativo de problemas en el mismo o en la estructura del sistema aislante. Si existe algún daño físico en el sistema aislante también puede reflejarse en estos valores. La medición del factor de potencia tiene ventajas sobre la medición de la resistencia de aislamiento a corriente directa.

En la medición de la resistencia de aislamiento, un buen aislamiento en serie con un aislamiento malo, enmascara la detección de este último. Por otro lado, en los resultados de la medición del factor de potencia, no influye el volumen del material de aislamiento que se pruebe, ni su valor aumenta con el incremento de la tensión de alimentación. Si se observa un aumento del valor con el incremento de la tensión, es indicativo de algún problema en el sistema dieléctrico. Un factor de potencia negativo es indicativo de ruptura superficial a través del aislamiento según la publicación IEEE C57.125<sup>TM</sup>-2005[19].

### Equipo para la medición

Para esta medición, el equipo universalmente utilizado es el Puente Schering que es un puente de medición de CA. El ensayo se realizó con el puente DELTA 4000 y de acuerdo a las instrucciones que se establecen en su manual DELTA 4000 12 kV Insulation Diagnostic Systemy en la publicación IEEE Std C57.12.90<sup>TM</sup>-2015. [20]. Teniendo en cuenta que los transformadores son de tres devanados, es decir, primario de alta tensión, secundario de baja tensión y terciario, en las mediciones se involucran los capacitores:

- Entre el devanado de alta tensión y tierra ( $C_1$  en la figura 2) que, en el equipo de medición, se denomina  $C_{HG}$ .
- Entre el devanado de alta tensión y el devanado de baja tensión ( $C_{12}$  en la figura 2) que, en el equipo de medición, se denomina  $C_{HL}$ .
- Entre el devanado de baja tensión y tierra ( $C_2$  en la figura 2) que, en el equipo de medición, se denomina  $C_{LG}$ .
- Entre el devanado de baja tensión y el devanado terciario ( $C_{23}$  en la figura 2) que, en el equipo de medición, se denomina  $C_{LT}$ .
- Entre el devanado de alta tensión y el terciario ( $C_{13}$  en la figura 2) que, en el equipo de medición, se denomina  $C_{HT}$ .
- Entre el devanado terciario y tierra ( $C_3$  en la figura 2) que, en el equipo de medición, se denomina  $C_{TG}$ .

### Factor de corrección por temperatura

Las mediciones de las pérdidas dieléctricas y su comparación con ensayos de partida pueden indicar si existe un envejecimiento normal del aislamiento y también podrían indicar una falla o un deterioro pronunciado que pudiera llevar a su desarrollo. El factor de potencia se mide a la temperatura a que se encuentren los devanados, [18], pero se deben corregir a la temperatura de 20°C, mediante factores de corrección y la ecuación (4):

$$\%FP_{20^{\circ}C} = \frac{\%FP}{K} \quad (4)$$

Donde:

$\%FP_{20^{\circ}C}$ : Factor de potencia corregido a 20°C.

K: Factor de corrección K. Ver tabla 1.

**Tabla 1.** Factores de corrección del factor de potencia a 20°C

Temperatura de pruebas (°C)	Factor de corrección K	Temperatura de pruebas (°C)	Factor de corrección K
10	0.80	40	1.55
15	0.90	45	1.75
20	1.00	50	1.95
25	1.12	55	2.18
30	1.25	60	2.42
35	1.40	65	2,80

Según [14], el factor de potencia a 20 °C debe ser menor a 0,5 % para equipos nuevos. Para equipos en uso; entre 0,5 % y 1 % es aceptable y mayor al 1 %, debe ser investigado. Además, no se energizará un transformador nuevo con más de 0,5 %.

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realizaron mediciones de factor de potencia a tres transformadores de tres devanados. Las características de estos se presentan en la tabla 2.

**Tabla 2.** Características de estos transformadores

No.	Subestación	Trafo	Potencia (MVA)	Tensiones (kV)
1	La Moza 110 kV	T1	25/25/6	110/34,5/6,0
2	La Moza 110 kV	T2	25/25/6	110/34,5/6,0
3	Remedios 110 kV	T1	25/25/8	110/34,5/6,3

En las tablas 3, 4 y 5, están los resultados de las mediciones realizadas. La tensión de prueba se muestra en la segunda columna, donde se aprecia que se empleó 10 kV aproximadamente en todas las mediciones que no involucran a los devanados terciarios por ser estos de 6 y 6,3 kV. En estos casos, se aplicó 5 kV aproximadamente.

Como se evidencia en la tabla 3; según [14] para transformadores en uso, la condición del transformador, debe ser investigada pues los siguientes aislamientos arrojan valores de factor de potencia por encima del 1%:

- Entre el devanado de alta tensión y tierra ( $C_1$  en la figura 2) que, en el equipo de medición, se denomina  $C_{HG}$ .
- Entre el devanado de alta tensión y el devanado de baja tensión ( $C_{12}$  en la figura 2) que, en el equipo de medición, se denomina  $C_{HL}$ .
- Entre el devanado de baja tensión y tierra ( $C_2$  en la figura 2) que, en el equipo de medición, se denomina  $C_{LG}$ .
- Entre el devanado de baja tensión y el devanado terciario ( $C_{23}$  en la figura 2) que, en el equipo de medición, se denomina  $C_{LT}$ .

El aislamiento entre el devanado de alta tensión y el devanado terciario, está crítico pues su factor de potencia es 3,201 %.

**Tabla 3.** Resultados del T1 de la subestación La Moza 110 kV a 44 °C

Aislamiento	Tensión (kV)	Capacitancia	cos $\Phi$ (%)	cos $\Phi$ a 20°C (%)
$C_{HG} + C_{HL}$	10,00	9 918 pF	2,065	1,208
$C_{HG}$	9,999	3 589 pF	2,321	1,357
$C_{HL}$	9,973	6 333 pF	1,915	1,120
$C_{LG} + C_{LT}$	9,990	14,37 nF	2,817	1,647
$C_{LG}$	9,988	914,4 pF	4,280	2,503
$C_{LT}$	9,976	13,45 nF	2,720	1,591
$C_{TG} + C_{HT}$	4,997	9 169 pF	1,618	0,946
$C_{TG}$	4,985	9 005 pF	1,554	0,909
$C_{HT}$	4,997	164,7 pF	5,474	3,201

En la tabla 4; según [14], para transformadores en uso, la condición del transformador, debe ser investigada pues todos los factores de potencia están por encima del 1%. El aislamiento entre el devanado de alta tensión y el devanado terciario, está crítico pues su factor de potencia es 4,227 %.

**Tabla 4.** Resultados del T2 de la subestación La Moza 110 kV a 33 °C

Aislamiento	Tensión (kV)	Capacitancia	cos $\Phi$ (%)	cos $\Phi$ a 20°C (%)
$C_{HG} + C_{HL}$	10,0	10,580 (nF)	2,564	1,913
$C_{HG}$	10,0	3455,0 (pF)	2,549	1,902
$C_{HL}$	10,0	7127,0 (pF)	2,564	1,913
$C_{LG} + C_{LT}$	10,0	14,040 (nF)	2,197	1,640
$C_{LG}$	10,0	919,80 (pF)	5,908	4,409
$C_{LT}$	10,0	13,120 (nF)	1,936	1,445
$C_{TG} + C_{HT}$	5,0	91,980 (pF)	1,723	1,286
$C_{TG}$	5,0	9077,00 (pF)	1,671	1,247
$C_{HT}$	5,0	120,900 (pF)	5,664	4,227

En la tabla 5; según [14], para transformadores en uso, la condición del transformador, debe ser investigada pues el factor de potencia entre el devanado de alta tensión y tierra y entre el devanado de baja tensión y el devanado terciario, están por encima del 1%. El aislamiento entre el devanado de baja tensión y tierra está crítico pues su factor de potencia es 3,015 %, al igual que el aislamiento entre el devanado de alta tensión y el devanado terciario que arrojó un factor de potencia de 2,83 %.

**Tabla 5.** Resultados del T1 de la subestación Remedios 110 kV a 35 °C

Aislamiento	Tensión (kV)	Capacitancia	cosΦ (%)	cosΦ a 20°C (%)
C <sub>HG</sub> + C <sub>HL</sub>	10,0	9997,0 (pF)	1,325	0,946
C <sub>HG</sub>	10,0	3238,0 (pF)	1,936	1,383
C <sub>HL</sub>	10,0	6763,0 (pF)	1,024	0,731
C <sub>LG</sub> + C <sub>LT</sub>	10,0	13,670 (nF)	1,888	1,349
C <sub>LG</sub>	10,0	886,70 (pF)	4,221	3,015
C <sub>LT</sub>	10,0	12,790 (nF)	1,721	1,229
C <sub>TG</sub> + C <sub>HT</sub>	5,0	8443,0 (pF)	1,251	0,894
C <sub>TG</sub>	5,0	8300,0 (pF)	1,206	0,861
C <sub>HT</sub>	5,0	144,10 (pF)	3,962	2,830

## CONCLUSIONES

A partir de los valores de factor de potencia a 20°C arrojados por las mediciones, se puede concluir:

1. Los transformadores 1 y 2 de la subestación La Moza 110 kV y el transformador 1 de la subestación Remedios 110 kV, deben ser sometidos a otros ensayos complementarios de diagnóstico, así como a un proceso de secado de sus partes activas y aceites aislantes y corregir el defecto que se encuentre, pues en las mediciones, se evidenció un deterioro excesivo de la calidad de sus aislamientos.
2. El transformador 2 de la subestación La Moza es el que en peor condición se encuentra.
3. Al no disponer de valores históricos de las capacitancias de los transformadores, según la publicación IEEE Std C57.152™-2013, no se pueden emitir criterios de los estados físicos y geométricos del material aislante.

## REFERENCIAS

- [1]. Myers S, D. “Guía de Mantenimiento de Transformadores” Tercera Edición. Transformer Maintenance Institute. 2005. ISBN 0-939320-06-1. Disponible en: <https://pdfcoffee.com/libro-guia-para-el-mantenimiento-del-transformador-pdf-free.html>
- [2]. IEEE American National Standard (ANSI) C57.106-2006. “IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment”. ISBN 0-7381-5332-X. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7442048>
- [3]. Montané García, J. J., *et al.* “El mantenimiento a los transformadores de potencia; su análisis en el caso de una Central termoeléctrica cubana”. Ingeniería Energética. 2011, vol. 32, n. 2, p. 56- 64. ISSN 1815-5901. Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329127747007>
- [4]. Gómez-Ramírez, G. A. “Methodology for the analysis and retirement of assets: Power transformers”. Tecnología en Marcha. 2015, vol. 28, n. 3, p.116-126. ISSN 0379-3982. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5212747.pdf>
- [5]. Jiménez-Araya, G; Gómez-Ramírez, G. “Comportamiento de los aislamientos sólidos de transformadores de potencia en condiciones ambientales no controladas”. Tecnología en Marcha. 2016, vol. 29, n. 3, p. 99-116. ISSN 0379-3982. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/309959078\\_Comportamiento\\_de\\_los\\_aislamientos\\_solidos\\_de\\_transformadores\\_de\\_potencia\\_en\\_condiciones\\_ambientales\\_no\\_controladas](https://www.researchgate.net/publication/309959078_Comportamiento_de_los_aislamientos_solidos_de_transformadores_de_potencia_en_condiciones_ambientales_no_controladas)
- [6]. Gómez-Ramírez G. A. “Medición de Descargas Parciales en Transformadores de Potencia bajo los estándares internacionales IEC e IEEE”. Tecnología en Marcha. Marzo 2018, vol. 31, n. 1, p 70-80. ISSN 0379-3962. ISSN-e 2215-3241. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/7438114.pdf>
- [7]. Ramos J., García C. “Influencia del secado en el factor de potencia del aislamiento de los arrollamientos de transformadores de distribución”. Revista TECNIA. Diciembre 2018, vol. 28, n. 1. DOI <https://doi.org/10.21754/tecnia.v28i2.349>. ISSN 2309-0413. Disponible en: <http://revistas.uni.edu.pe/index.php/tecnia/article/view/349>
- [8]. Kuchenbecker, W. E. “Criterios para la evaluación del aislamiento en máquinas eléctricas rotativas (Parte I)” Energética 2020. Disponible en: <https://www.energetica21.com/articulos-y-entrevistas-online-ver/criterios-para-la-evaluacion-del-aislamiento-en-maquinas-electricas-rotativas>
- [9]. Crespo-Sanchez, G., *et al.* “Estimación del tiempo de vida útil restante en transformadores de fuerza a partir de la despolimerización de la celulosa del aislamiento”. Tecnología Química 2020, vol. 40, n. 1, p.118-133. ISSN 2224-6185. Disponible en: [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2224-61852020000100118&lng=es&nrm=iso&tlng=es](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2224-61852020000100118&lng=es&nrm=iso&tlng=es)



- [10]. Acuña-Barrantesl. y Gómez-Ramírez, G. “Metodología indirecta para la estimación de vida útil residual de transformadores de potencia a partir de la evaluación de los materiales dieléctricos”. Revista Tecnología en Marcha, 2020, vol. 33, n. 3, p. 45–56, DOI 10.18845/tm.v33i3.4485. ISSN 2215-3241. Disponible en: [https://revistas.tec.ac.cr/index.php/tec\\_marcha/article/view/4485/4993](https://revistas.tec.ac.cr/index.php/tec_marcha/article/view/4485/4993)
- [11]. Kuchenbecker, W. E. “Criterios para la evaluación del aislamiento en máquinas eléctricas rotativas (Parte II)” Energética. 2020. Disponible en: <https://www.energetica21.com/articulos-y-entrevistas-online-ver/criterios-para-la-evaluacion-del-aislamiento-en-maquinas-electricas-rotativas-parte-ii>
- [12]. R. Soni y B. Mehta, “Review on asset management of power transformer by diagnosing incipient faults and faults identification using various testing methodologies” Engineering Failure Analysis, 2021, vol. 128, e105634, DOI 10.1016/j.engfailanal.2021.105634. ISSN 1873-1961. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1350630721004957>
- [13]. Núñez Mata, O., Gómez-Ramírez, G. A., “Metodología para Evaluar la Condición de Transformadores Eléctricos de Potencia Basada en un Índice de Salud”. Ingeniería. Enero-junio 2023, vol. 33, n. 1, p. 34-47. DOI 10.15517/ri.v33i1.50613. ISSN 2215-2652. Disponible en: [https://www.scielo.sa.cr/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2215-26522023000100048](https://www.scielo.sa.cr/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2215-26522023000100048)
- [14]. IEEE Std 62™-2019. “IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus. Part 1: Oil-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors”. ISBN 1-55937-529-9. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/467562>
- [15]. Ramírez J., *et al.* “Medición del factor de disipación dieléctrica con métodos basados en el dominio del tiempo y de la frecuencia”. Congreso REDU VI 2018. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/330566659>
- [16]. Fell, CH. “Aprovechando al máximo la prueba de factor de potencia tip-up”. Electrical Apparatus Service Association, Inc. Copyright©, 2017. Disponible en: <https://easa.com/DesktopModules/EasyDNNNews/DocumentDownload.ashx?portalid=0&moduleid=3015&articleid=1776&documentid=321>
- [17]. Núñez Mata, O., Sepúlveda Navarro, J. “Experiencias prácticas usando la prueba de Tangente Delta en máquinas rotativas”. Revista ELECTRO INDUSTRIAS. Marzo 2018. ISSN 0718-3453. Disponible en: <https://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=3183&ni=experiencias-practicas-usando-la-prueba-de-tangente-delta-en-maquinas-rotativas>
- [18]. IEEE Std C57.152™-2013. “IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors”. ISBN 978-0-7381-8369-5. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6544533>
- [19]. IEEE C57.125™-2019. “IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, and Analysis for Power Transformers and Shunt Reactors”. ISBN 1-55937-160-9. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8741317>
- [20]. IEEE Std C57.12.90™-2015. “IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers”. ISBN 978-1-5044-0769-4. Disponible en: <https://www.daelimtransformer.com/ieee-c57-standard.html>

## CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existe conflicto de intereses.

## CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

**Orestes Hernández Areu:** <https://orcid.org/0000-0002-2672-239X>

Diseño de la investigación. Participó en la ejecución de los trabajos, el análisis de los resultados, la redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

**Dailen García del Sol:** <https://orcid.org/0000-0002-1425-7371>

Diseño de la investigación. Participó en la ejecución de los trabajos, el análisis de los resultados, la redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

**Ernesto Díaz Alfonso:** <https://orcid.org/0000-0003-1837-058X>

Diseño de la investigación. Participó en la ejecución de los trabajos, el análisis de los resultados, la redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

**Ramón Pérez Hernández:** <https://orcid.org/0009-0002-7722-5059>

Ejecución de los trabajos, el análisis de los resultados, la redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.