

# CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

---

## ACUERDO No. 887 7 de julio de 2016

Por el cual se aprueba la modificación del documento de "Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo de los procedimientos de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente"

El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, el Anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, y según lo aprobado en la reunión presencial No. 494 del 7 de julio de 2016, y

### CONSIDERANDO

1. Que la CREG expidió el 14 de mayo de 2014 la Resolución CREG 038 "Por la cual se modificó el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes".
2. Que en el artículo 11 de la Resolución CREG 038 de 2014 se prevé que:  
*(...) "Los medidores y los transformadores de corriente o de tensión deben someterse a calibración después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas. Las intervenciones que conlleven la realización de una calibración o de pruebas de rutina serán definidas por el Consejo Nacional de Operación, CNO, en el procedimiento de que trata el artículo 28 de la presente resolución."*
3. Que el artículo 28 de la Resolución CREG 038 de 2014 establece lo siguiente: *(...) "Los transformadores de tensión y de corriente deben ser sometidos a pruebas de rutina de acuerdo con el procedimiento y frecuencia que para tal fin establezca el Consejo Nacional de Operación. Dicho procedimiento deberá establecerse dentro de los ocho (8) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, previa consulta con los usuarios, agentes y terceros interesados."*
4. Que el CNO expidió el Acuerdo 722 el 15 de enero de 2015, por el cual se aprobó el documento de "Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo del procedimiento de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente de medición".
5. Que el 21 de abril de 2016 la CREG publicó en el Diario Oficial la Resolución CREG 047 de 2016, por la cual se modificó un plazo de la Resolución CREG 038 de 2014 y se establecieron otras disposiciones.



# CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

6. Que en el artículo 1 de la Resolución CREG 047 de 2016, por el cual se modificó el numeral 2 del artículo 10 de la Resolución CREG 038 de 2014, se prevé lo siguiente:

*"2. Para el caso de los elementos d) y e) del mismo anexo, la realización de las pruebas señaladas en el artículo 28 de esta resolución en un plazo no mayor a los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución.*

*Los elementos instalados en niveles de tensión de 115 kV o superiores dispondrán de un plazo adicional de 12 meses al ya señalado en este numeral."*

Se adicionó un párrafo al artículo 10 de la Resolución CREG 038 de 2014 así:

*"Párrafo 3. Para los elementos indicados en el numeral 2 con el plazo adicional de 12 meses, el representante de la frontera debe elaborar un plan de pruebas de estos elementos e informarlo al Consejo Nacional de Operación, CNO, al Comité Asesor de Comercialización, CAC, y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD.*

*El plan deberá clasificar los transformadores considerando su nivel de tensión y características técnicas y establecer metas trimestrales de ejecución de las pruebas. En caso de que el CND establezca, como resultado de la coordinación de la ejecución de mantenimientos, un plazo diferente al establecido en el plan de pruebas, el representante de la frontera deberá cumplirlo.*

*El CNO y el CAC deben realizar un análisis semestral y un balance final de la ejecución de los planes, los cuales deberán informarse a la CREG y a la SSPD para lo de su competencia."*

Y se adicionó un párrafo del artículo 28 de la Resolución CREG 038 de 2014 así:

*"Párrafo. En un plazo no mayor a 4 meses el CNO deberá establecer los requisitos para un plan de seguimiento del desempeño de aquellos transformadores de tensión o de corriente que por su diseño y construcción no son accesibles para la realización de pruebas de rutina o de calibración.*

7. Que el 12 de mayo de 2016 la CREG publicó en el Diario Oficial la Resolución CREG 058 de 2016, por la cual se modificó un plazo de la Resolución CREG 038 de 2014 y se establecieron otras disposiciones.

Se modificó el numeral 2 del artículo 10 de la Resolución CREG 038 de 2014, modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 047 de 2016 así:

*"2. Para el caso de los elementos d) y e) del mismo anexo, la realización de las pruebas señaladas en el artículo 28 de esta resolución en un plazo no mayor a los 42 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución."*



# CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Se modificó el párrafo adicionado por el artículo 2 de la Resolución CREG 047 de 2016 al artículo 10 de la Resolución CREG 038 de 2014 así:

*"Parágrafo 3. Para los elementos indicados en el numeral 2 del presente artículo, el representante de la frontera debe elaborar un plan de pruebas de estos elementos e informarlo al Consejo Nacional de Operación, CNO, al Comité Asesor de Comercialización, CAC, y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, dentro de los 25 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución.*

*El plan deberá clasificar los transformadores considerando su nivel de tensión y características técnicas y establecer metas trimestrales de ejecución de las pruebas. En caso de que el CNO establezca, como resultado de la coordinación de la ejecución de mantenimientos, un plazo diferente al establecido en el plan de pruebas, el representante de la frontera deberá cumplirlo.*

*El CNO y el CAC deben realizar un análisis semestral y un balance final de la ejecución de los planes, los cuales deberán informarse a la CREG y a la SSPD para lo de su competencia.*

Los párrafos del artículo 28 de la Resolución CREG 038 de 2014 quedaron así:

*"Parágrafo 1. Los resultados de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y de corriente que establezca el CNO deben demostrar que estos elementos del sistema de medición mantienen sus características metrológicas. Los equipos empleados en las pruebas deben ser trazables a patrones nacionales o internacionales.*

*Adicionalmente, el procedimiento debe determinar las pruebas necesarias para los transformadores de medición que se encuentran en la condición señalada en el literal f) del Anexo 2 de este Código.*

*Parágrafo 2. Dentro de los 28 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, el CNO deberá establecer los requisitos para un plan de seguimiento del desempeño de aquellos transformadores de tensión o de corriente que por su diseño y construcción no son accesibles para la realización de pruebas de rutina o de calibración."*

8. Que el 20 de mayo de 2016 el CNO expidió el Acuerdo 877 de 2016 por el cual se aprobó el procedimiento de reporte del plan de pruebas de rutina de los transformadores de medida de los representantes de fronteras comerciales.

9. Que la Comisión Temporal de Trabajo de Medida atendió las recomendaciones dadas por la CREG en la comunicación S 2016-001242 del 10 de marzo de 2016 y recomendó la adopción de la modificación del documento "Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo del procedimiento de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente de medición"



# CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

10. Que el Consejo envió el 17 de junio y el 28 de junio de 2016 al Comité Asesor de Comercialización la propuesta de modificación del documento "Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo del procedimiento de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente de medición" para sus comentarios, y no se recibieron comentarios.

11. Que el Comité de Operación en la reunión 274 del 30 de junio de 2016 recomendó al Consejo la expedición del presente Acuerdo.

## ACUERDA:

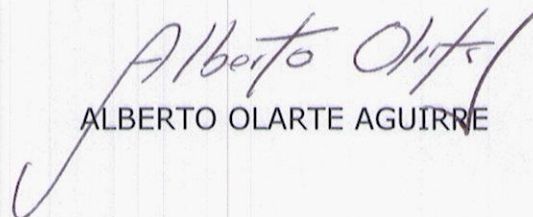
**PRIMERO.** Aprobar la modificación del documento "Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión y el desarrollo del procedimiento de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente" que se encuentra en los Anexos del presente Acuerdo y hacen parte integral del mismo.

**SEGUNDO.** El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su expedición y sustituye el Acuerdo 722 de 2015.

Presidente,

Secretario Técnico,

  
DIANA M. JIMÉNEZ RODRÍGUEZ

  
ALBERTO OLARTE AGUIRRE



# Anexo 1

7 de julio

# 2016

---

IDENTIFICACIÓN DE INTERVENCIONES QUE OBLIGAN A REALIZAR PRUEBAS DE CALIBRACIÓN DE MEDIDORES O PRUEBAS DE RUTINA DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE O TENSIÓN Y DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO DE REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS DE RUTINA PARA LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN Y CORRIENTE

Pruebas de  
rutina  
transformadores  
de medida



## Tabla de contenido

|                                                                                                                                                     |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. ANTECEDENTE REGULATORIO .....                                                                                                                    | 4  |
| 2. OBJETO .....                                                                                                                                     | 7  |
| 3. ALCANCE.....                                                                                                                                     | 7  |
| 4. REFERENCIAS NORMATIVAS .....                                                                                                                     | 7  |
| 5. DEFINICIONES.....                                                                                                                                | 8  |
| 6. INTERVENCIONES QUE IMPLICAN CALIBRACIÓN POR UN LABORATORIO ACREDITADO                                                                            | 12 |
| 6.1 En medidores de energía.....                                                                                                                    | 12 |
| 6.2 En transformadores de corriente o tensión.....                                                                                                  | 12 |
| 7. INTERVENCIONES QUE IMPLICAN PRUEBAS DE RUTINA EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TENSIÓN .....                                                    | 13 |
| 8. FRECUENCIA DE LAS PRUEBAS DE RUTINA EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TENSIÓN EN DESARROLLO DE LOS MANTENIMIENTOS DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN .. | 13 |
| 9. ALCANCE DE LAS PRUEBAS DE RUTINA PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TENSIÓN .....                                                               | 14 |
| 10. ASPECTOS GENERALES PARA LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS DE RUTINA .....                                                                                 | 14 |
| 10.1 Aspectos Metrológicos .....                                                                                                                    | 14 |
| 10.2 Aspectos de Seguridad .....                                                                                                                    | 14 |
| 10.3 Aspectos Ambientales .....                                                                                                                     | 14 |
| 10.4 Diligenciamiento de Resultados .....                                                                                                           | 15 |
| 11. PROCEDIMIENTO PARA LA EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS DE RUTINA EN TRANSFORMADORES DE TENSIÓN Y DE CORRIENTE .....                                     | 16 |
| 11.1 Verificación preliminar de datos de placa.....                                                                                                 | 16 |
| 11.2 Verificación de la marcación de terminales .....                                                                                               | 16 |
| 11.3 Métodos para la ejecución de los pruebas de rutina In Situ.....                                                                                | 17 |
| 11.3.1 Método Directo .....                                                                                                                         | 17 |
| 11.3.2 Método Indirecto.....                                                                                                                        | 18 |



|            |                                                                                                                                     |    |
|------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 11.4       | Límite máximo permisible –LMP- PRUEBAS de rutina In Situ Transformadores de medición (TC y TT inductivos) IEC/NTC ó IEEE/ANSI ..... | 18 |
| 11.4.1     | Límite máximo permisible –LMP- PRUEBAS de rutina In Situ Transformadores de tensión capacitivos .....                               | 19 |
| 11.5       | Error de relación de transformación y desplazamiento de fase en TC y TT en pruebas de Rutina .....                                  | 20 |
| 11.6       | Desarrollo pruebas de rutina In Situ .....                                                                                          | 23 |
| 11.6.1     | Criterio de aceptación resultados prueba de rutina In Situ .....                                                                    | 23 |
|            | transformadores de medición.....                                                                                                    | 23 |
| 11.6.2     | Desarrollo Método Directo.....                                                                                                      | 24 |
| 11.6.2.1   | Inyección de transformadores de tensión IEC/NTC.....                                                                                | 24 |
| 11.6.2.1.1 | Requerimiento de carga para el núcleo de medida durante la verificación en transformadores de tensión IEC/NTC .....                 | 24 |
| 11.6.2.2   | Inyección de transformadores de tensión IEEE/ANSI.....                                                                              | 25 |
| 11.6.2.2.1 | Medición de carga o burden del núcleo de medida asociado a los TT IEC/NTC ó IEEE/ANSI                                               | 26 |
| 11.6.2.3   | Inyección de transformadores de corriente IEC/NTC.....                                                                              | 27 |
| 11.6.2.3.1 | Requerimiento de carga para el núcleo de medida durante la verificación en transformadores de corriente IEC/NTC.....                | 27 |
| 11.6.2.4   | Inyección de Transformadores de corriente IEEE/ANSI .....                                                                           | 29 |
| 11.6.2.4.1 | Medición de carga o burden del núcleo de medida asociado a los TC IEC/NTC ó IEEE/ANSI                                               | 30 |
| 11.6.3     | Desarrollo método Indirecto de Simulación en transformadores de medida IEC/NTC ó IEEE/ANSI.....                                     | 31 |
| 11.6.3.1   | Medición de carga o burden del núcleo de medida asociado a los transformadores de medición IEC/ANSI ó IEEE/ANSI .....               | 32 |
| 11.6.4     | Desarrollo método Indirecto magnitudes reducidas para transformadores de tensión capacitivos IEC/NTC ó IEEE/ANSI.....               | 32 |
| 11.7       | Equipos de prueba TC y TT inductivos IEC/NTC ó IEEE/ANSI .....                                                                      | 33 |
| 11.7.1     | Equipos de prueba TT capacitivos IEC/NTC ó IEEE/ANSI bajo el método indirecto de magnitud reducida .....                            | 33 |
|            | ANEXO 2. LMP transformadores de corriente IEC/NTC .....                                                                             | 34 |



## 1. ANTECEDENTE REGULATORIO

La CREG expidió el 14 de mayo de 2014 la Resolución CREG 038 por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes. En su artículo 11 Calibración de los elementos del sistema de medición, se prevé:

*“Los medidores y los transformadores de corriente o de tensión deben someterse a calibración después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas. Las intervenciones que conlleven la realización de una calibración o de pruebas<sup>1</sup> de rutina serán definidas por el Consejo Nacional de Operación, CNO, en el procedimiento de que trata el artículo 28 de la presente resolución.*

*Para la realización de las calibraciones de los elementos del sistema de medición deben seguirse las reglas establecidas en el Anexo 2 de este Código.”*

Adicionalmente en su artículo 28 Mantenimiento del sistema de medición, se prevé:

*“Los transformadores de tensión y de corriente deben ser sometidos a pruebas de rutina de acuerdo con el procedimiento y frecuencia que para tal fin establezca el Consejo Nacional de Operación. Dicho procedimiento deberá establecerse dentro de los ocho (8) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, previa consulta con los usuarios, agentes y terceros interesados.*

*(...) Parágrafo. Los resultados de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y de corriente que establezca el CNO deben demostrar que estos elementos del sistema de medición mantienen sus características metrológicas. Los equipos empleados en las pruebas deben ser trazables a patrones nacionales o internacionales.*

*Adicionalmente, el procedimiento debe determinar las pruebas necesarias para los transformadores de medición que se encuentran en la condición señalada en el literal f) del Anexo 2 de este Código.”*

En el Anexo 2 se prevé que:

*(...) “f) Para el caso de los transformadores de tensión y de corriente, pasados 6 meses de la fecha de calibración, sin entrar en servicio, se deben realizar las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 de esta resolución.*

*g) En el caso de que los plazos del literal e) de este anexo sean superados, los elementos del sistema de medición deben someterse a una nueva calibración. Para los transformadores de tensión y de corriente con tensiones nominales superiores a 35 kV en lugar de la calibración se deben realizar las pruebas de rutina señaladas en el artículo 28 de esta resolución, a fin de garantizar que estos elementos mantienen su clase de exactitud y demás características metrológicas*

---

<sup>1</sup> El término prueba es equivalente al término ensayo.



*h) Los medidores y transformadores de corriente o de tensión deben someterse a calibración después de la realización de cualquier reparación o intervención para corroborar que mantienen sus características metrológicas. Las intervenciones que ocasionen la realización de una calibración o de pruebas de rutina serán definidas por el Consejo Nacional de Operación en el procedimiento de que trata el artículo 28 de la presente resolución."*

El 21 de abril de 2016 la CREG publicó en el Diario Oficial la Resolución CREG 047 de 2016, por la cual se modificó un plazo de la Resolución CREG 038 de 2014 y se establecieron otras disposiciones".

En el artículo 1 de la resolución en mención, por el cual se modificó el numeral 2 del artículo 10 de la Resolución CREG 038 de 2014, se prevé lo siguiente:

*"2. Para el caso de los elementos d) y e) del mismo anexo, la realización de las pruebas señaladas en el artículo 28 de esta resolución en un plazo no mayor a los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución.*

*Los elementos instalados en niveles de tensión de 115 kV o superiores dispondrán de un plazo adicional de 12 meses al ya señalado en este numeral."*

Se adicionó un párrafo al artículo 10 de la Resolución CREG 038 de 2014 así:

**"Parágrafo 3.** *Para los elementos indicados en el numeral 2 con el plazo adicional de 12 meses, el representante de la frontera debe elaborar un plan de pruebas de estos elementos e informarlo al Consejo Nacional de Operación, CNO, al Comité Asesor de Comercialización, CAC, y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD.*

*El plan deberá clasificar los transformadores considerando su nivel de tensión y características técnicas y establecer metas trimestrales de ejecución de las pruebas. En caso de que el CND establezca, como resultado de la coordinación de la ejecución de mantenimientos, un plazo diferente al establecido en el plan de pruebas, el representante de la frontera deberá cumplirlo.*

*El CNO y el CAC deben realizar un análisis semestral y un balance final de la ejecución de los planes, los cuales deberán informarse a la CREG y a la SSPD para lo de su competencia."*

Y se adicionó un párrafo del artículo 28 de la Resolución CREG 038 de 2014 así:

**"Parágrafo.** *En un plazo no mayor a 4 meses el CNO deberá establecer los requisitos para un plan de seguimiento del desempeño de aquellos transformadores de tensión o de corriente que por su diseño y construcción no son accesibles para la realización de pruebas de rutina o de calibración.*

El 12 de mayo de 2016 la CREG publicó en el Diario Oficial la Resolución CREG 058 de 2016, por la cual se modificó un plazo de la Resolución CREG 038 de 2014 y se establecieron otras disposiciones.



Se modificó el numeral 2 del artículo 10 de la Resolución CREG 038 de 2014, modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 047 de 2016 así:

*“ 2. Para el caso de los elementos d) y e) del mismo anexo, la realización de las pruebas señaladas en el artículo 28 de esta resolución en un plazo no mayor a los 42 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución.”*

Se modificó el párrafo adicionado por el artículo 2 de la Resolución CREG 047 de 2016 al artículo 10 de la Resolución CREG 038 de 2014 así:

**“Parágrafo 3.** *Para los elementos indicados en el numeral 2 del presente artículo, el representante de la frontera debe elaborar un plan de pruebas de estos elementos e informarlo al Consejo Nacional de Operación, CNO, al Comité Asesor de Comercialización, CAC, y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, dentro de los 25 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución.*

*El plan deberá clasificar los transformadores considerando su nivel de tensión y características técnicas y establecer metas trimestrales de ejecución de las pruebas. En caso de que el CND establezca, como resultado de la coordinación de la ejecución de mantenimientos, un plazo diferente al establecido en el plan de pruebas, el representante de la frontera deberá cumplirlo.*

*El CNO y el CAC deben realizar un análisis semestral y un balance final de la ejecución de los planes, los cuales deberán informarse a la CREG y a la SSPD para lo de su competencia.*

Los párrafos del artículo 28 de la Resolución CREG 038 de 2014 quedaron así:

**“Parágrafo 1.** *Los resultados de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y de corriente que establezca el CNO deben demostrar que estos elementos del sistema de medición mantienen sus características metrológicas. Los equipos empleados en las pruebas deben ser trazables a patrones nacionales o internacionales.*

*Adicionalmente, el procedimiento debe determinar las pruebas necesarias para los transformadores de medición que se encuentran en la condición señalada en el literal f) del Anexo 2 de este Código.*

**Parágrafo 2.** *Dentro de los 28 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resolución, el CNO deberá establecer los requisitos para un plan de seguimiento del desempeño de aquellos transformadores de tensión o de corriente que por su diseño y construcción no son accesibles para la realización de pruebas de rutina o de calibración.”*

*Los representantes de las fronteras deberán implementar el plan de seguimiento en un plazo no mayor a cuatro (4) meses a partir de la publicación de los requisitos por parte del CNO.*



*Antes del último día hábil del mes junio de cada año, los representantes de las fronteras deberán enviar al CNO y el CAC los resultados del seguimiento a los transformadores de tensión o de corriente para que se realice por parte de estos un análisis anual de los resultados, el cual deberá informarse a la CREG y a la SSPD para lo de su competencia.*

## 2. OBJETO

El objeto del presente documento responde al mandato regulatorio de la Resolución CREG 038 de 2014 de acuerdo con las siguientes referencias:

- Artículo 11 de la Resolución CREG 038 de 2014: Identificación de las intervenciones que obligan a realizar pruebas de calibración de medidores o de pruebas de rutina de los transformadores de corriente o tensión.
- Artículo 28 de la Resolución CREG 038 de 2014: Desarrollo del procedimiento y frecuencia de realización de las pruebas de rutina para los transformadores de tensión y corriente, con el fin de demostrar que estos elementos del sistema de medición mantienen sus características metroológicas.

## 3. ALCANCE

Las pruebas de rutina definidas en el presente documento, aplican a transformadores de corriente (TC) y transformadores de tensión (TT), para cualquier tipo de punto de medición PM definido en la resolución CREG 038 de 2014 y contruidos bajo los estándares IEC/NTC ó IEEE/ANSI.

El plan de seguimiento de desempeño de los transformadores de medición instalados en subestaciones GIS (Gas Insulated Switchgear), será definido en documento adicional, de acuerdo con el parágrafo 2 del artículo 3 de la Resolución CREG 058 de 2016, en un plazo no mayor a 4 meses contados a partir de su publicación en el Diario Oficial.

## 4. REFERENCIAS NORMATIVAS

- ASA American Standards Association Estándar C57.13 Instrument Transformers
- GTC-ISO/IEC 99: 2009 "Vocabulario Internacional de Metrología"
- IEC 61869-1:2007 "INSTRUMENT TRANSFORMERS - PART 1: General requirements"
- IEC 61869-2:2012: "INSTRUMENT TRANSFORMERS - PART 1: Additional requirements for current transformers"



- IEC 61869-3:2011: "INSTRUMENT TRANSFORMERS - PART 3: Additional requirements for inductive voltage transformers"
- IEC 61869-5:2011 "INSTRUMENT TRANSFORMERS – PART 5: Additional requirements for capacitor voltage transformers", Edición 1.0
- IEEE C57.13:2008 IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers.
- IEEE C57.13.6:2005 IEEE Standard for High-Accuracy Instrument Transformers.
- NTC-ISO/IEC 17000: 2005 "Evaluación de la conformidad. Vocabulario y principios generales"
- NTC 5933:2012 "Transformadores de instrumentos. Requisitos Generales"
- NTC 2205:2013 "Transformadores para instrumentos. Requisitos adicionales para transformadores de corriente" Edición 5.0
- NTC 2207:2012 "Transformadores para instrumentos. Requisitos adicionales para transformadores de tensión" Edición 4.0
- Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya.
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE:2013
- 

## 5. DEFINICIONES

**Acreditación:** Atestación de tercera parte relativa a un organismo de evaluación de la conformidad que manifiesta la demostración formal de su competencia para llevar a cabo tareas específicas de evaluación de la conformidad. [NTC-ISO/IEC 17000, 2005 10 26].

**Calibración:** Operación que bajo condiciones específicas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medición asociadas obtenidas a partir de los patrones de medición, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medición a partir de una indicación. [GTC ISO 99, 2009 12 06].

**Carga nominal (BURDEN):** Valor de la carga en el que se basan las especificaciones de exactitud. [NTC 5933, 2012 10 31].

**Clase de exactitud:** Clase de instrumentos o sistemas de medición que satisfacen requisitos metrológicos determinados destinados a mantener los errores de medición o las incertidumbres instrumentales dentro de límites especificados, bajo condiciones de funcionamiento dadas [GTC ISO 99, 2009 12 06].



**Corriente básica (I<sub>b</sub>):** Valor de la corriente de acuerdo con el cual se fija el desempeño de un medidor de conexión directa. [NTC 5226, 2003 11 26].

**Corriente máxima (I<sub>max</sub>):** Máximo valor de la corriente que admite el medidor cumpliendo los requisitos de exactitud de la norma respectiva. [NTC 5226, 2003 11 26].

**Corriente nominal (I<sub>n</sub>):** Valor de la corriente de acuerdo con el cual se fija el desempeño de un medidor conectado a través de transformadores [NTC 5226, 2003 11 26].

**Corriente primaria nominal - I<sub>pr</sub>.** Valor de la corriente primaria en el cual se basa el funcionamiento del transformador. [NTC 2205, 2013 12 11].

**Corriente secundaria nominal - I<sub>sr</sub>.** Valor de la corriente secundaria en el cual se basa el funcionamiento del transformador. [NTC 2205, 2013 12 11].

**Desplazamiento de fase (Δφ):** Diferencia de fase entre los vectores de las tensiones o corrientes primarias y las tensiones o corrientes secundarias, elegido el sentido de los vectores de forma que este ángulo sea cero para un transformador ideal.

El desplazamiento de fase se considera positivo cuando el vector de la tensión o corriente secundaria está adelantado con respecto al vector de la tensión o corriente primaria. Se expresa habitualmente en minutos o centiradianes. [NTC 5933, 2012 10 31].

**Equipo de medida o medidor:** Dispositivo destinado a la medición o registro del consumo o de las transferencias de energía [Resolución CREG 038 de 2014].

**Error de medición, Error:** Diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia. [GTC/ISO/IEC99, 2009 12 16].

**Error de relación (ε):** Error que un transformador de instrumentos introduce en la medida y que proviene del hecho de que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal [NTC 5933, 2012 10 31].

El error de relación (error de tensión) [NTC 2207, 2012 10 31], expresado en porcentaje, está dado por la siguiente fórmula:

$$\varepsilon = \frac{k_r * U_s - U_p}{U_p} * 100 [\%]$$

Donde:

k<sub>r</sub> = es la relación de transformación nominal.



$U_p$  = es la tensión primaria real.

$U_s$  = es la tensión secundaria real cuando  $U_p$  se aplica en condiciones de medición.

El error de relación (en corriente) [NTC 2205, 2013 12 11], expresado en porcentaje, está dado por la siguiente fórmula:

$$\varepsilon = \frac{k_r * I_s - I_p}{I_p} * 100 [\%]$$

Dónde:

$k_r$  = Relación de transformación nominal.

$I_p$  = Corriente primaria real.

$I_s$  = Corriente secundaria real cuando  $I_p$  se aplica en condiciones de medición.

**Exactitud de medición, Exactitud:** Proximidad del acuerdo entre un valor medido y un valor verdadero de un mesurando. [GTC/ISO/IEC99, 2009 12 16].

**Índice de clase:** Número que expresa el límite del error porcentual admisible para todos los valores del rango de corriente entre  $0,1 I_b$  e  $I_{max}$  ó entre  $0,05 I_n$  e  $I_{max}$  con factor de potencia unitario (y en caso de medidores polifásicos con cargas balanceadas) cuando el medidor se ensaya bajo condiciones de referencia (incluyendo las tolerancias permitidas sobre los valores de referencia). [NTC 5226, 2003 11 26].

**Laboratorio acreditado:** Laboratorio de ensayo y/o calibración, reconocido por un organismo de acreditación, que cumple con los requisitos de competencia técnica establecidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya. [Resolución CREG 038 de 2014].

**Mantenimiento:** Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer el sistema de medición a un estado tal que garantice su exactitud y la máxima confiabilidad [Resolución CREG 038 de 2014].

**Medición, medida:** Proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a una magnitud. [GTC/ISO/IEC99, 2009, 12 16]

**Patrón de medición de trabajo, Patrón de trabajo:** Patrón utilizado habitualmente para calibrar o verificar instrumentos o sistemas de medición. [GTC/ISO/IEC99, 2009 12 16]

**Precisión de medición, Precisión:** Proximidad del acuerdo entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones especificadas. [GTC/ISO/IEC99, 2009 12 16]



**Ensayo:** Determinación de una o más características de un objeto de evaluación de la conformidad, de acuerdo con un procedimiento. [NTC-ISO/IEC 17000, 2005 10 26]

**Sistema de medición o de medida:** Conjunto de elementos destinados a la medición y/o registro de las transferencias de energía en el punto de medición. [Resolución CREG 038 de 2014]

**STN, STR, ó SDL:** Sistema de transmisión nacional, sistema de transmisión regional y sistema de distribución local, respectivamente

**Tensión primaria nominal:** - Upr. Valor de la tensión primaria que aparece en la denominación del transformador y en la cual se basa su funcionamiento [NTC 2207, 2012 10 31].

**Tensión secundaria nominal:** - U<sub>sr</sub>. Valor de la tensión secundaria que aparece en la denominación del transformador y en la cual se basa su funcionamiento. [NTC 2207, 2012 10 31].

**Transformador de corriente, CT o TC.:** Transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria en las condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase corresponde a un ángulo que es aproximadamente cero en las condiciones normales de conexión [NTC 2205, 2013 12 11].

**Transformador de corriente para medición:** Transformador de corriente diseñado para alimentar instrumentos de medición, medidores y dispositivos similares [NTC 2205, 2013 12 11].

**Transformador de medida:** TC ó TT inductivo o capacitivo con o sin filtro anti ferresonante.

**Transformador de tensión, PT o TT:** Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso, es sustancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones. [NTC 2207, 2012 10 31] [NTC 5933 2012 10 31].

**Transformador de tensión capacitivo:** Transformador de tensión compuesto por una unidad divisora de tipo capacitivo y una unidad electromagnética las cuales están diseñadas e interconectadas de tal forma que la tensión secundaria de la unidad electromagnética es sustancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase con ella es de un ángulo aproximado a cero, para un sentido apropiado de las conexiones. [IEC 61869-5 2011 07-3] Traducción no oficial.



**Transformador de tensión para medición:** Transformador de tensión destinado a transmitir una señal informativa para instrumentos de medición, medidores integrales y dispositivos similares [NTC 2207, 2012 10 31].

**Trazabilidad metrológica:** Propiedad de un resultado de medición por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medición. [GTC/ISO/IEC99, 2009 12 16].

**Un:** Tensión nominal/primaria indicada en la placa del TT o TC.

**Verificación:** Conjunto de actividades dirigidas a corroborar que el sistema de medición se encuentre en correcto estado de funcionamiento y conforme a los requisitos establecidos. (Resolución CREG 038 de 2014).

## 6. INTERVENCIONES QUE IMPLICAN CALIBRACIÓN POR UN LABORATORIO ACREDITADO

### 6.1 En medidores de energía

- Antes de la puesta en servicio (artículo 11 de la Resolución CREG 038 de 2014).
- “Cuando por alguna circunstancia se encuentren rotos o manipulados los sellos de seguridad instalados en los medidores, estos elementos del sistema de medición deben ser sometidos a calibración de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 de la presente resolución, siempre y cuando el sello roto o manipulado permita la alteración del funcionamiento del equipo”. artículo 27 parágrafo 2 Resolución CREG 038 de 2014).
- Por plan de mantenimiento (artículo 28 de la Resolución CREG 038 de 2014).
- Por modificación de la programación que afecte la calibración del medidor (artículo 32 de la Resolución CREG 038 de 2014).

### 6.2 En transformadores de corriente o tensión

- Antes de la puesta en servicio (artículo 11 de la Resolución CREG 038 de 2014).
- Después de cualquier reparación que implique cambio o desarme de partes internas del transformador para corroborar que mantienen sus características metrológicas (artículo 11 y Literal h del Anexo 2 de la Resolución CREG 038 de 2014).
- Pasados 18 meses desde la fecha de calibración y previo a la puesta en servicio, para el caso de los transformadores de tensión y de corriente con tensión nominal  $\leq 35$  kV (Literal g del Anexo 2 de la Resolución CREG 038 de 2014).



## 7. INTERVENCIONES QUE IMPLICAN PRUEBAS DE RUTINA EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TENSIÓN

- Por traslado físico de un TC ó un TT que se encuentre en funcionamiento y que vaya a ser puesto en servicio.
- Por plan de mantenimiento (artículo 28 de la Resolución CREG 038 de 2014).
- Para cualquier nivel de tensión, pasados 6 meses desde la fecha de calibración sin entrar en servicio (Anexo 2, literal f de la Resolución CREG 038 de 2014).
- Por cambio de relación de transformación de cualquier TT ó TC de una frontera comercial en servicio.
- Por solicitud de cualquiera de los interesados.

Nota.

1. Adicionalmente a las causas descritas anteriormente, se realizarán pruebas de rutina In Situ en el caso que para transformadores de tensión o de corriente en servicio antes de la entrada en vigencia del código de medida (CREG 038/2014), no cuenten con certificado de conformidad de producto o los documentos adicionales<sup>2</sup> indicados en el artículo 10 de dicha resolución.

## 8. FRECUENCIA DE LAS PRUEBAS DE RUTINA EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TENSIÓN EN DESARROLLO DE LOS MANTENIMIENTOS DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

En la tabla 1, se define la frecuencia de las pruebas de rutina para los transformadores de medida.

| Punto de Medida | Frecuencia Máxima<br>(años) |
|-----------------|-----------------------------|
| 1,2,3,4 y 5     | 12                          |

Tabla 1. Frecuencia pruebas de rutina para transformadores de medida en desarrollo de los mantenimientos del sistema de medición

---

<sup>2</sup> Certificado de conformidad de producto CCP vigente a la fecha de adquisición del elemento o la declaración del fabricante o proveedor del elemento en que se señale el cumplimiento de la norma técnica aplicable en la fecha de suministro o los informes de pruebas de recepción de producto en que se demuestre el cumplimiento de la norma de técnica aplicable en la fecha de suministro.



## Notas.

2. El artículo 28 tabla 4 de la resolución CREG 038 de 2014, define la frecuencia de calibración para los medidores de energía.
  3. La frecuencia en años indicada en la tabla 1, es referencia inicial, y será revisada producto del análisis estadístico de los resultados de las pruebas de rutina reportadas por los agentes.
  4. El plazo definido para contabilizar la frecuencia de las pruebas de rutina en desarrollo de los mantenimientos, Tabla 1, se contabiliza a partir del 15 de enero de 2015, fecha de expedición del Acuerdo CNO 722.
  5. Los puntos de medida son los definidos en la Resolución CREG 038 de 2014
9. ALCANCE DE LAS PRUEBAS DE RUTINA PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TENSIÓN
- I. Verificar la marcación de terminales (polaridad y conexión).
  - II. Determinar el error de relación y desplazamiento de fase.
  - III. Medir la carga o burden del núcleo de medida asociado con el punto de medición de la frontera comercial.

## 10. ASPECTOS GENERALES PARA LA EJECUCIÓN DE PRUEBAS DE RUTINA

### 10.1 Aspectos Metrológicos

Las pruebas de rutina, deben ser realizadas por el representante de la frontera o por quien él delegue, con equipos que sean trazables a patrones nacionales o internacionales (parágrafo del artículo 28 de la Resolución CREG 038 de 2014)

### 10.2 Aspectos de Seguridad

Previo al inicio de las pruebas, se deben garantizar las condiciones de seguridad para el personal en sitio y el área de trabajo, mediante la aplicación de las normas de seguridad y la legislación vigente para prevención de riesgos.

Adicionalmente, se debe realizar una verificación visual de los transformadores de medida, haciendo énfasis en anomalías, daños o averías, las cuales de presentarse, deben ser registradas en el reporte de resultados. Producto de dicha inspección visual, se determinará la viabilidad de continuar con el procedimiento de pruebas de rutina In Situ.

### 10.3 Aspectos Ambientales

Previo al inicio de las pruebas, se debe garantizar el cumplimiento del plan de manejo ambiental establecido por el representante de la frontera comercial ó la legislación vigente.



## 10.4 Diligenciamiento de Resultados

Los resultados obtenidos producto de la realización de las pruebas de rutina deben ser diligenciados en el *formato estándar de resultados pruebas de rutina* definido en documento adicional, el cual solicitará la siguiente información:

### a) Información general.

Representante de la frontera comercial.

- 1) Fecha de la prueba de rutina.
- 2) Código SIC de la frontera.
- 3) Tipo Frontera comercial (Generación= G, Comercialización= C, Enlace Internacional= EI, Interconexión internacional= II, Distribución= D, Demanda desconectable voluntaria= DDV)
- 4) Ubicación (Unidad de generación, subestación, módulo, circuito)
- 5) Tipo de transformador (Tensión= TT, Corriente= TC, Combinado= CO)
- 6) Características técnicas (Inductivo= I, Capacitivo= C, Capacitivo con circuito antiferroresonante= CAF)
- 7) Nivel de tensión.
- 8) Tipo de punto de medición: 1,2,3,4 ó 5
- 9) Nombre de la compañía prestadora del servicio de prueba (compañía o agente).

### b) Información técnica del transformador de medida por fase.

Marca.

- 1) Modelo.
- 2) Tipo.
- 3) Fase<sup>3</sup>: (A, B ó C)<sup>4</sup> ó (AB, BC ó CA)<sup>5</sup> ó (ABC)<sup>6</sup>
- 4) Año de fabricación.
- 5) Número de serie del transformador de medida.
- 6) Uso: Interior, exterior.
- 7) Norma de construcción.
- 8) Clase de exactitud.
- 9) Relación nominal.
- 10) Burden nominal (VA)
- 11) Método de prueba utilizado:

- i. Directo.
- ii. Indirecto.
  1. Magnitudes reducidas.
  2. Simulación.

### c) Equipo(s) de prueba / patrón / pinzas, utilizado(s)

<sup>3</sup> Las fases pueden estar nombradas como: R, S, T ó U,V,W o cualquier otra denominación.

<sup>4</sup> Transformador de medida monopolar.

<sup>5</sup> Transformadores de tensión conectados entre fases (por ejemplo, medida en dos elementos).

<sup>6</sup> Transformadores de medida combinados (equipo tripolar).



- 1) Fabricante o marca
- 2) Modelo o tipo.
- 3) Número de serie.
- 4) Dispone de copia del certificado de calibración del equipo / patrón / pinzas utilizado (s) ó declaración de trazabilidad.

## 11.PROCEDIMIENTO PARA LA EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS DE RUTINA EN TRANSFORMADORES DE TENSIÓN Y DE CORRIENTE

### 11.1 Verificación preliminar de datos de placa

Para la realización de las pruebas de rutina se deben validar los datos de la placa de los transformadores de medición con la información registrada en la hoja de vida de la frontera comercial.

Se debe verificar como mínimo la siguiente información, siempre y cuando la información esté visible o disponible:

- I. Fabricante.
- II. Número de serie ó el definido por cada agente<sup>7</sup> y reportado en el formato de resultados de pruebas de rutina y/o plan de pruebas.
- III. Tipo.
- IV. Año de fabricación
- V. Norma de fabricación.
- VI. Frecuencia nominal.
- VII. La tensión/corriente primaria nominal utilizada por el núcleo de medida del punto de medición.
- VIII. La tensión/corriente secundaria nominal utilizada por el núcleo de medida del punto de medición.
- IX. Relación nominal asociada al núcleo de medida utilizado por el punto de medición del TT y TC.
- X. Potencia de salida nominal ó burden [VA] del núcleo de medida utilizado por la frontera comercial del TT y TC.
- XI. Clase de exactitud nominal del núcleo de medida utilizado en el punto de medida del TT y TC.

### 11.2 Verificación de la marcación de terminales

Se debe verificar la marcación de los terminales asociados al núcleo(s) de medida utilizado(s) por la frontera comercial, identificando:

- Los devanados primario y secundario.
- Las secciones del devanado, si las hay.
- Las polaridades relativas de los devanados y secciones de devanados.

---

<sup>7</sup> En el caso de pérdida o ilegibilidad de la placa de características se debe asignar un número de serie con el cual se reportarán los resultados de las pruebas de rutina o el plan de pruebas.



- Las derivaciones intermedias, si las hay.

### 11.3 Métodos para la ejecución de los pruebas de rutina In Situ

Las pruebas de rutina para los transformadores de medición deben realizarse de acuerdo con cualquiera de los métodos indicados a continuación.

El contexto de prueba para el presente documento, consiste en determinar el error en relación y desplazamiento de fase, en **dos** puntos<sup>8</sup> de operación para el caso de los TC (por ejemplo el 5% y 120% de In) y un punto de operación para el caso de los TT y *compararlos con el LMP*.

Durante la realización de la prueba, para cada punto de operación a verificar (por ejemplo el 5% de In en un TC), se deben realizar **dos** pruebas, siendo el valor final que los represente, su media aritmética<sup>9</sup>.

Durante la realización de las pruebas de rutina a los transformadores de medición, no se puede desconectar ninguna de sus partes constitutivas. (por ejemplo el transformador intermedio de tensión o el filtro anti ferresonante en TT capacitivos).

#### 11.3.1 Método Directo

Consiste en la inyección de tensión o corriente a valores nominales por el lado primario de los transformadores de medida. Para el caso de TT inyección de tensión y para los TC, inyección de corriente. El transformador de medida, puede o no, estar energizado.

La tensión o corriente a inyectar puede provenir de:

- a. Un sistema de inyección primaria que permita medir la magnitud secundaria (a la salida del transformador de medida), para determinar el error en magnitud y fase definidos en los numerales 11.4 ó 11.4.1 (Los equipos de prueba utilizados por el sistema de inyección y los utilizados para registrar las magnitudes secundarias, deben cumplir con los requisitos de exactitud definidos en el numeral 11.7)
- b. El nodo eléctrico al cual está conectado el punto de medición, es decir, estando la frontera en servicio, caso en el cual se requiere que:
  - i. Los valores inyectados por el Sistema (STN, STR, ó SDL) estén dentro del rango definido para la prueba:

<sup>8</sup> Única y exclusivamente para la prueba de TC en servicio (Método Directo), se puede realizar la prueba en un solo punto igual a la demanda de la frontera comercial al momento de la prueba, siempre y cuando el porcentaje de carga en dicho punto de operación del TC se encuentre dentro del rango para el cual hay definido un error tanto de relación como de desplazamiento de acuerdo con los estándares referenciados en el presente documento (ejemplo, para el caso de un TC de clase extendida, dicha carga al momento de la prueba debe encontrarse en el rango del 1% al 120 de In)

<sup>9</sup> El contexto de calibración hace referencia a determinar el error en **TODOS** los puntos de operación definidos en los estándares relacionados en el presente documento de acuerdo con los métodos definidos por el laboratorio acreditado.



1. Para el caso de TT: De acuerdo con el numeral 11.6.2.1 ó 11.6.2.2 del presente documento.
  2. Para el caso de TC: De acuerdo con el numeral 11.6.2.3 ó 11.6.2.4 del presente documento.
- ii. Los elementos del sistema de medición utilizados (equipos de medida, equipo/divisor patrón, transductores/pinzas, etc.,) deben cumplir los requisitos de exactitud definidos en el numeral 11.7

### 11.3.2 Método Indirecto

Este método se considera cuando no se aplican los valores de inyección definidos para el Método Directo (valores nominales) y puede ser desarrollado In Situ de dos formas diferentes: A través de, i) La utilización de equipos de "Simulación" o, ii) La inyección de magnitudes reducidas por el lado primario del transformador de medición:

- i) Simulación: Basado en la utilización de equipos de prueba con algoritmos que modelen el funcionamiento de los transformadores de medida para determinar los resultados de las pruebas, haciendo uso de métodos de prueba validados. Los transformadores de medición deben estar desenergizados.
- ii) Magnitud reducida: La inyección por el lado primario del transformador de tensión desenergizado, con magnitudes menores a la nominal (magnitud reducida), únicamente y exclusivamente para el caso de transformadores de tensión capacitivos.

### 11.4 Límite máximo permisible –LMP- PRUEBAS de rutina In Situ Transformadores de medición (TC y TT inductivos) IEC/NTC ó IEEE/ANSI

Límite Máximo Permisible –LMP- para los TC y TT inductivos en desarrollo de las pruebas de rutina independiente del tipo de método de ejecución utilizado, el cual incluye la incertidumbre asociada con la medición In Situ, se define como:

$$LMP = 1.2 * [Error Nominal]^{10}$$

Dónde:

*Error Nominal* = Error definido por IEC/NTC ó IEEE/ANSI, de acuerdo con los estándares indicados en el presente documento.

<sup>10</sup> Valor de referencia inicial que podrá ser revisado con base en los resultados reportados por los agentes.



#### 11.4.1 Límite máximo permisible –LMP- PRUEBAS de rutina In Situ Transformadores de tensión capacitivos

$$LMP = 2 * [Error Nominal]^{11}$$

Dónde:

*Error Nominal* = Error definido por IEC/NTC ó IEEE/ANSI, de acuerdo con los estándares indicados en el presente documento.

A continuación se indica el LMP, para los transformadores de medición construidos bajo IEC/NTC e IEEE/ANSI, tanto para el error de relación en [%] como el desplazamiento de fase en minutos o centiradianes.

##### - Transformadores de corriente IEC/NTC

| Clase de exactitud | Error relación ± [%]          |      |      |      |      | Desplazamiento de fase        |     |     |      |      |                               |      |      |      |      |
|--------------------|-------------------------------|------|------|------|------|-------------------------------|-----|-----|------|------|-------------------------------|------|------|------|------|
|                    |                               |      |      |      |      | ± [minutos]                   |     |     |      |      | ± [centiradianes]             |      |      |      |      |
|                    | A corriente (% de la nominal) |      |      |      |      | A corriente (% de la nominal) |     |     |      |      | A corriente (% de la nominal) |      |      |      |      |
|                    | 1%                            | 5%   | 20%  | 100% | 120% | 1%                            | 5%  | 20% | 100% | 120% | 1%                            | 5%   | 20%  | 100% | 120% |
| TC Cl 0,2S         | 0,90                          | 0,42 | 0,24 | 0,24 | 0,24 | 36                            | 18  | 12  | 12   | 12   | 1,08                          | 0,54 | 0,36 | 0,36 | 0,36 |
| TC Cl 0,5S         | 1,80                          | 0,90 | 0,60 | 0,60 | 0,60 | 108                           | 54  | 36  | 36   | 36   | 3,24                          | 1,62 | 1,08 | 1,08 | 1,08 |
| TC Cl 0,5          | N/A                           | 1,80 | 0,90 | 0,60 | 0,60 | N/A                           | 108 | 54  | 36   | 36   | N/A                           | 3,24 | 1,62 | 1,08 | 1,08 |

Tabla 2. LMP Transformadores de corriente IEC/NTC

##### - Transformadores de tensión inductivos IEC/NTC

| Clase de exactitud | Error relación ± [%] | Desplazamiento de fase |                   |
|--------------------|----------------------|------------------------|-------------------|
|                    |                      | ± [minutos]            | ± [centiradianes] |
| TT Cl 0,2          | 0,24                 | 12,00                  | 0,36              |
| TT Cl 0,5          | 0,60                 | 24,00                  | 0,72              |

Tabla 3. LMP Transformadores de tensión inductivos IEC/NTC

##### - Transformadores de tensión capacitivos IEC/NTC

| Clase de exactitud | Error relación ± [%] | Desplazamiento de fase |                   |
|--------------------|----------------------|------------------------|-------------------|
|                    |                      | ± [minutos]            | ± [centiradianes] |
| TT Cl 0,2          | 0,40                 | 20,00                  | 0,60              |
| TT Cl 0,5          | 1,00                 | 40,00                  | 1,20              |

<sup>11</sup> Valor de referencia inicial que podrá ser revisado con base en los resultados reportados por los agentes.



Tabla 4. LMP Transformadores de tensión capacitivos IEC/NTC

- Transformadores de tensión capacitivos IEEE/ANSI

| Clase de exactitud | TCF Transformador de tensión capacitiva |        |
|--------------------|-----------------------------------------|--------|
|                    | Mínimo                                  | Máximo |
| 0.15               | 0,997                                   | 1,003  |
| 0.15S              | N/A                                     | N/A    |
| 0.3                | 0,994                                   | 1,006  |
| 0.6                | 0,988                                   | 1,012  |
| 1.2                | 0,976                                   | 1,024  |

Tabla 5. LMP Transformadores de tensión capacitivos IEEE/ANSI

- Transformadores de medición IEEE/ANSI\*

| Clase de exactitud | TCF rango del 90 al 110% de $U_n$<br>Transformador de tensión |        | TCF Transformador de corriente  |        |                                |        |
|--------------------|---------------------------------------------------------------|--------|---------------------------------|--------|--------------------------------|--------|
|                    |                                                               |        | Al 100% de la corriente nominal |        | Al 10% de la corriente nominal |        |
|                    | Mínimo                                                        | Máximo | Mínimo                          | Máximo | Mínimo                         | Máximo |
| 0.15               | 0,9982                                                        | 1,0018 | 0,9982                          | 1,0018 | 0,9964                         | 1,0036 |
| 0.15S              | N/A                                                           | N/A    | 0,9982                          | 1,0018 | 0,9982                         | 1,0018 |
| 0.3                | 0,9964                                                        | 1,0036 | 0,9964                          | 1,0036 | 0,9928                         | 1,0072 |
| 0.6                | 0,9928                                                        | 1,0072 | 0,9928                          | 1,0072 | 0,9856                         | 1,0144 |
| 1.2                | 0,9856                                                        | 1,0144 | 0,9856                          | 1,0144 | 0,9712                         | 1,0288 |

Tabla 6. LMP Transformadores de medición IEEE/ANSI

\*Nota: Para el caso de TC, el TCF indicado es para cualquier corriente en el rango del 10% al 100% de  $I_n$ .

TCF: Transformer Correction Factor. (Ver C57.13:2008 para su cálculo)

### 11.5 Error de relación de transformación y desplazamiento de fase en TC y TT en pruebas de Rutina

El error de relación o desplazamiento de fase se calcula como la media aritmética de los dos resultados obtenidos por cada punto de verificación, tanto para el error de relación como de ángulo de desplazamiento.

#### Ejemplo 1

Transformador probado: Transformador de corriente



|                           |                                            |
|---------------------------|--------------------------------------------|
| Clase de exactitud:       | 0.2 S IEC/NTC                              |
| Método de prueba:         | Método Directo por inyección primaria      |
| Ensayo de rutina In Situ: | Error de relación y desplazamiento de fase |
| Puntos de verificación:   | 2, (por ejemplo al 5% y 120% de In)        |

Resultados obtenidos error de relación de transformación:

|                                                                               |           |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Punto de verificación 1 prueba 1 :                                            | +0.21 [%] |
| Punto de verificación 1 prueba 2 :                                            | +0.19 [%] |
| <i>Error de relación de transformación punto de verificación 1: +0.20 [%]</i> |           |
| Punto de verificación 2 prueba 1 :                                            | +0.15 [%] |
| Punto de verificación 2 prueba 2 :                                            | +0.18 [%] |
| <i>Error de relación de transformación punto de verificación 2: +0.17 [%]</i> |           |

#### Ejemplo 2

|                           |                                                                                   |
|---------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| Transformador probado:    | Transformador de corriente                                                        |
| Clase de exactitud:       | 0.2 S IEC/NTC                                                                     |
| Método de prueba:         | Método Directo con frontera comercial en servicio (Tensión y corriente de la red) |
| Prueba de rutina In Situ: | Error de relación y desplazamiento de fase                                        |
| Puntos de verificación:   | 1, (escenario de demanda: Por ejemplo al 50% con respecto a In del TC)            |

Resultados obtenidos error de relación de transformación:

|                                                                               |           |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Punto de verificación 1 prueba 1 :                                            | +0.22 [%] |
| Punto de verificación 1 prueba 2 :                                            | +0.16 [%] |
| <i>Error de relación de transformación punto de verificación 1: (50% In):</i> |           |
|                                                                               | +0.19 [%] |

#### Notas.

- Se debe verificar que el porcentaje de corriente de la carga con respecto a la In del TC, esté dentro del rango del 1% al 120% de In del TC para la clase de exactitud de rango extendido (CI 0,2S y CI 0,5S)
- Se debe verificar que el porcentaje de corriente de la carga con respecto a In del TC, esté dentro del rango del 5% al 120% de In del TC para la clase de exactitud de rango no extendido (CI 0,2 y CI 0,5)
- Se debe verificar que el porcentaje de la tensión de servicio en la frontera comercial se encuentre en el rango del 80% al 120% de la tensión nominal del TT inductivo o capacitivo.
- En el Anexo 2 se indican los errores para aquellos porcentajes de In que no están indicados en el estándar respectivo.

#### Ejemplo 3

|                           |                                            |
|---------------------------|--------------------------------------------|
| Transformador probado:    | Transformador de corriente                 |
| Clase de exactitud:       | 0.2 IEC/NTC                                |
| Método de prueba:         | Método Indirecto (Simulación)              |
| Prueba de rutina In Situ: | Error de relación y desplazamiento de fase |



Puntos de verificación: 2, (Por ejemplo al 100% y 120% de In)

Resultados obtenidos error de relación de transformación:

|                                                                               |           |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Punto de verificación 1 prueba 1 :                                            | +0.21 [%] |
| Punto de verificación 1 prueba 2 :                                            | +0.19 [%] |
| <i>Error de relación de transformación punto de verificación 1: +0.20 [%]</i> |           |
|                                                                               |           |
| Punto de verificación 2 prueba 1 :                                            | +0.15 [%] |
| Punto de verificación 2 prueba 2 :                                            | +0.18 [%] |
| <i>Error de relación de transformación punto de verificación 2: +0.17 [%]</i> |           |

Notas.

10. Algunos equipos de prueba simulan puntos de operación adicionales a los indicados en las normas referenciadas (por ejemplo al 200% de In para TC construidos bajo IEC/ANSI), sin embargo para el actual procedimiento, solo se tendrá en cuenta los puntos de verificación indicados en los estándares relacionados.
11. Se debe garantizar que el secundario del transformador de medida tenga conectado un burden (VA) de acuerdo con los valores definidos en los estándares referenciados<sup>12</sup>

#### Ejemplo 4

|                           |                                                            |
|---------------------------|------------------------------------------------------------|
| Transformador probado:    | Transformador de tensión inductivo                         |
| Clase de exactitud:       | 0.5 IEC/NTC                                                |
| Método de prueba:         | Método Directo inyección de tensión                        |
| Prueba de rutina In Situ: | Error de relación y desplazamiento de fase                 |
| Puntos de verificación:   | 1, (cualquier porcentaje entre el 80% y 120% de Un del TT) |

Resultados obtenidos error de relación de transformación:

|                                                                               |           |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Punto de verificación 1 prueba 1 :                                            | +0.51 [%] |
| Punto de verificación 1 prueba 2 :                                            | +0.47 [%] |
| <i>Error de relación de transformación punto de verificación 1: +0.49 [%]</i> |           |

#### Ejemplo 5:

|                           |                                                                                                        |
|---------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Transformador probado:    | Transformador de tensión capacitivo con circuito anti ferresonante (Usualmente en TT con Un >= 115 kV) |
| Clase de exactitud:       | 0.3 IEEE/ANSI                                                                                          |
| Método de prueba:         | Método Indirecto con magnitud reducida                                                                 |
| Prueba de rutina in situ: | Error de relación y desplazamiento de fase                                                             |
| Puntos de verificación:   | 1, (mínimo 2 kV de inyección fase tierra)                                                              |

Resultados obtenidos error de relación de transformación:

---

<sup>12</sup> Ver para TT numeral 11.6.2.1.1 ó 11.6.2.2 y para TC numeral 11.6.2.3.1 ó 11.6.2.4



Punto de verificación 1 prueba 1 : +0.65 [%]  
Punto de verificación 1 prueba 2 : +0.47 [%]  
*Error de relación de transformación punto de verificación 1: +0.56 [%]*

Nota.

12. Los siguientes resultados serán solicitados al momento del diligenciamiento del Formato estándar de resultados pruebas de rutina:

- ✓ Cada una de las pruebas para cada uno de los puntos de verificación,
- ✓ El burden medido en VA, según numerales 11.6.2.2.1 y/o 11.6.2.4.1
- ✓ y, la información relacionada en el numeral 10.4 del presente documento.

***El responsable de la realización de las pruebas de rutina debe asegurar disponer de todos los datos solicitados en dicho formato al momento de diligenciar los resultados.***

#### 11.6 Desarrollo pruebas de rutina In Situ

##### 11.6.1 Criterio de aceptación resultados prueba de rutina In Situ transformadores de medición

Independientemente del método de prueba utilizado, el transformador de medida cumple la condición metrológica, **si**:

- ✓ Para cada punto de verificación, el error en relación y desplazamiento de fase, está dentro del rango del LMP definido en los numerales 11.4 ó 11.4.1
- ✓ y, el porcentaje de carga del núcleo de medida probado, se encuentra dentro del rango definido para TT en los numerales 11.6.2.1.1 ó 11.6.2.2 y para TC en los numerales 11.6.2.3.1 ó 11.6.2.4

En cuyo escenario, el resultado de las pruebas de rutina In Situ es: **Satisfactorio**

Nota.

13. Si algún punto de verificación no cumple con el criterio anterior, o el porcentaje de carga del núcleo no cumple el requerimiento previamente indicado, el resultado de la prueba de rutina In Situ es: **No satisfactorio**



## 11.6.2 Desarrollo Método Directo

### 11.6.2.1 Inyección de transformadores de tensión IEC/NTC

Inyección (por equipo o nodo eléctrico) por el lado primario de un valor de tensión comprendido entre el 80% y el 120% de la tensión nominal, realizando 2 pruebas al punto de verificación seleccionado (% definido de  $U_n$ ) para determinar el error de relación y desplazamiento de fase.

En el caso de transformadores de tensión en servicio y la medición del error se realice por comparación con un equipo/divisor patrón conectado en paralelo a la misma tensión que recibe el lado primario del TT, para desarrollar la prueba debe verificarse que dicha tensión este en el rango definido en el párrafo anterior.

#### 11.6.2.1.1 Requerimiento de carga para el núcleo de medida durante la verificación en transformadores de tensión IEC/NTC

El requerimiento de carga del núcleo de medida del TT en desarrollo de las pruebas para determinar el error de relación y desplazamiento de fase In Situ es:

Los terminales secundarios asociados con el núcleo de medida de la frontera comercial deberán alimentar la siguiente carga (burden)

- Cualquier valor entre 0% y 100% de la carga nominal con un factor de potencia igual a 1 para el rango de carga I (1,0 VA - 2,5 VA - 5,0 VA - 10 VA)
- Entre 25% y 100% de la carga nominal con un factor de potencia de 0,8 inductivo para el rango de carga II (10 VA - 25 VA - 50 VA -  $\geq 100$  VA)

Nota.

14. En condiciones normales de operación de la frontera comercial, el núcleo de medida del TT asociado a la frontera comercial, debe operar dentro de los rangos definidos en el presente numeral, con respecto al porcentaje de carga del núcleo.

#### Aclaraciones

1. En desarrollo de las pruebas de error de relación y desplazamiento de fase en transformadores de medición, en sus terminales secundarios asociados al núcleo de medida utilizado por la frontera comercial (Ver gráfico 1, puntos 1a y 1n), debe desconectarse la carga que usualmente alimenta éste núcleo, y a cambio, conectarse una carga (burden) cuyo valor en [VA] y factor de potencia, se encuentre dentro de los rangos definidos en el presente numeral.

En la siguiente gráfica se ilustra el burden necesario que debe tener el núcleo de medida del TT:



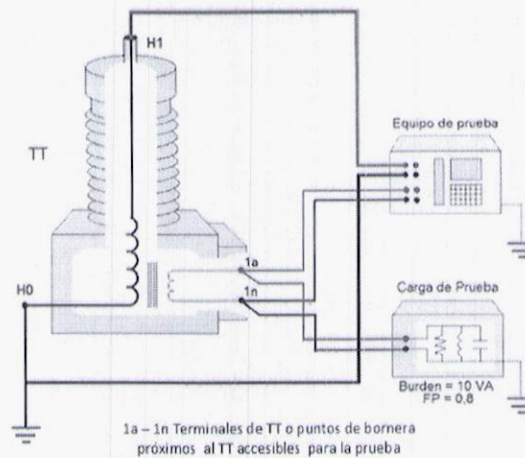


Gráfico 1. Carga (burden) requerida para PRUEBAS de rutina en TT<sup>13</sup>

2. Si se conoce el valor del burden de la carga asociada al núcleo de medida de la frontera comercial y cumple los criterios definidos, es decir, respecto de su magnitud en VA y factor de potencia, podrá utilizarse dicha carga para realizar la verificación del error de relación y desplazamiento de fase.

#### 11.6.2.2 Inyección de transformadores de tensión IEEE/ANSI

Inyección (por equipo o nodo eléctrico) por el lado primario de un valor de tensión entre el 90% y 110% de la tensión nominal a frecuencia industrial, realizando 2 pruebas al punto de verificación seleccionado (ejemplo, valor inyectado = 95% de  $U_n$ ) para determinar el TCF, tanto al 0% del burden como al máximo burden estándar.<sup>14</sup>

El burden estándar se indica a continuación.

Standard burdens for voltage transformers

| Characteristics on standard burdens <sup>a</sup> |       |              | Characteristics on 120 V basis <sup>b</sup> |            |                                     | Characteristics on 69.3 V basis <sup>c</sup> |            |                                     |
|--------------------------------------------------|-------|--------------|---------------------------------------------|------------|-------------------------------------|----------------------------------------------|------------|-------------------------------------|
| Designation                                      | VA    | Power factor | Resistance ( $\Omega$ )                     | Inductance | Impedance ( $\Omega$ ) <sup>b</sup> | Resistance ( $\Omega$ )                      | Inductance | Impedance ( $\Omega$ ) <sup>b</sup> |
| W                                                | 12.5  | 0.10         | 115.2                                       | 3.0400     | 1152                                | 38.4                                         | 1.0100     | 384                                 |
| X                                                | 25.0  | 0.70         | 403.2                                       | 1.0900     | 576                                 | 134.4                                        | 0.3640     | 192                                 |
| M                                                | 35.0  | 0.20         | 82.3                                        | 1.0700     | 411                                 | 27.4                                         | 0.3560     | 137                                 |
| Y                                                | 75.0  | 0.85         | 163.2                                       | 0.2680     | 192                                 | 54.4                                         | 0.0894     | 64                                  |
| Z                                                | 200.0 | 0.85         | 61.2                                        | 0.1010     | 72                                  | 20.4                                         | 0.0335     | 24                                  |
| ZZ                                               | 400.0 | 0.85         | 30.6                                        | 0.0503     | 36                                  | 10.2                                         | 0.0168     | 12                                  |

Fuente: IEEE C57.13:2008 – Tabla 15

Tabla 7. Burden estándar para transformadores de tensión

<sup>13</sup> Los gráficos asociados con el burden tanto en TT y TC son indicativos y sirven solo como referencia.

<sup>14</sup> Ver C.57.13:2008. P. 32



#### 11.6.2.2.1 Medición de carga o burden del núcleo de medida asociado a los TT IEC/NTC ó IEEE/ANSI

El objeto de esta verificación es determinar la carga asociada (VA) al núcleo de medida utilizado por la frontera comercial y compararlo con el valor nominal del dato de placa de características, para determinar, si se encuentra dentro del rango de operación definido en los numerales 11.6.2.1.1 ó 11.6.2.2 con respecto al porcentaje de carga del núcleo, definido como:

$$\text{Carga núcleo medida [\%]} = \frac{\text{Valor Medido Burden VA}}{\text{Valor Nominal Burden VA}} * 100 [\%]$$

En la siguiente gráfica se ilustra el burden que se requiere medir.

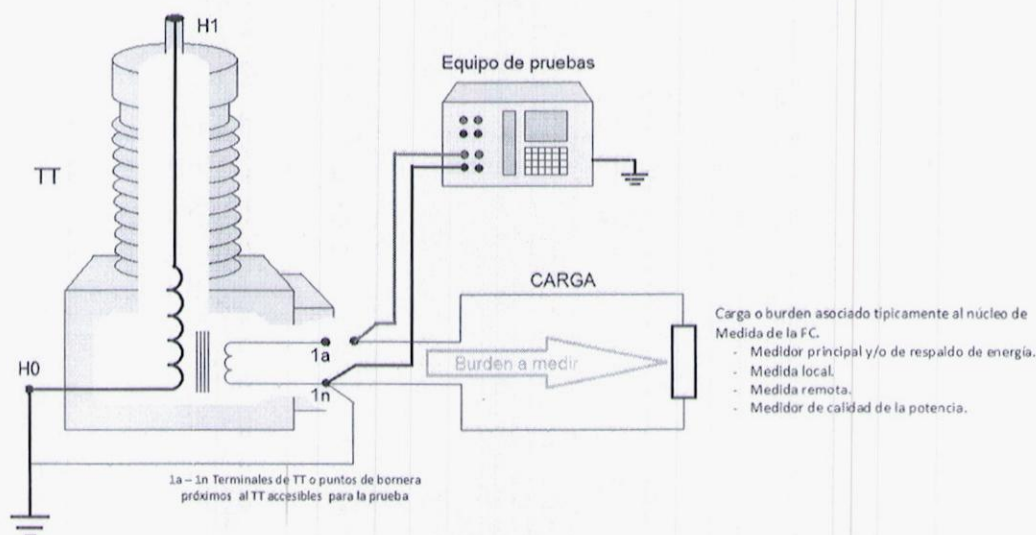


Gráfico 2. Medición carga (burden) del núcleo de medida del TT de la frontera comercial

La medición del Burden debe realizarse, a la carga que está conectada al núcleo de medida, en condiciones de operación de la frontera comercial.

#### Notas.

15. El resultado de la prueba de medición de carga será **Satisfactorio**, cuando el valor de carga (burden) medido, se encuentre dentro de los rangos definidos en el presente numeral, con respecto a su magnitud.
16. Si el equipo de prueba lo permite, la medición del burden podrá hacerse con los transformadores de medida energizados<sup>15</sup>, sin embargo, deberá medirse toda la carga asociada al núcleo de medición de los transformadores de

<sup>15</sup> Criterio aplica para todos los métodos de prueba.



tensión, incluyendo: medidores de energía principal y/o respaldo, conductores y cualquier carga adicional asociada al núcleo empleado en el sistema de medición de la frontera comercial (medición local, medición remota, medidores de calidad de potencia, etc.).

#### 11.6.2.3 Inyección de transformadores de corriente IEC/NTC

Inyección (por equipo o nodo eléctrico) por el lado primario de dos<sup>16</sup> valores de corriente que pueden ser:

- i) Dos valores seleccionados del rango: 1%, 5%, 20%, 100% y 120% de la corriente nominal, realizando 2 pruebas a cada punto de verificación seleccionado (ejemplo, dos pruebas al punto de verificación 5% y dos pruebas al punto de verificación 100% de  $I_n$ ) para determinar el error de relación y desplazamiento de fase, para clases 0.2 S y 0.5 S<sup>17</sup>.
- ii) En el caso de transformadores de corriente en servicio y la medición del error se realice por comparación con un equipo patrón conectado en serie a la misma corriente que recibe el lado primario del TC, para desarrollar la prueba debe verificarse que la corriente demandada por la frontera comercial, se encuentre dentro del rango de operación del TC para los cuales, está definido el error en los estándares., es decir dentro del rango del 1% al 120% de  $I_n$  para clase de exactitud extendida y 5% al 120% de  $I_n$  para la clase 0.5

Si la magnitud de corriente que circula por el lado primario del TC no coincide exactamente con un punto de  $I_n$  [%] del rango definido en los anteriores párrafos, en el Anexo 1 se indican los errores para aquellos porcentajes de  $I_n$  que no están indicados en el estándar respectivo.

##### 11.6.2.3.1 Requerimiento de carga para el núcleo de medida durante la verificación en transformadores de corriente IEC/NTC

Requerimiento de carga del núcleo de medida del TC en desarrollo de las pruebas para determinar el error de relación y desplazamiento de fase  $I_n$  Situ:

Los terminales secundarios asociados con el núcleo de medida de la frontera comercial, deberán alimentar la siguiente carga (burden)

- Cualquier valor entre el 25% y 100% del valor nominal de placa para TC con clase de exactitud 0.1, 0.2, 0.5, 1, 0.2 S y 0.5 S.

---

<sup>16</sup> Un solo valor cuando la frontera comercial está en servicio.

<sup>17</sup> Para clase 0.5 el rango es: 5%, 20%, 100% y 120% de la corriente nominal.



- Para todas las clases, la carga (burden) debe tener un factor de potencia de 0.8 inductivo, excepto cuando la carga (burden) sea menor de 5 VA, caso en el cual se debe usar el factor de potencia de 1.0, con un valor mínimo de 1 VA

Nota.

17. En condiciones normales de operación de la frontera comercial, el núcleo de medida del TC asociado a la frontera comercial, debe operar dentro de los rangos definidos en el presente numeral con respecto al porcentaje de carga del núcleo.

#### Aclaración

1. En desarrollo de los pruebas de error de relación y desplazamiento de fase en transformadores de medición, en sus terminales secundarios asociados al núcleo de medida utilizado por la frontera comercial (ver gráfico 3, puntos 1S1 y 1S2), debe desconectarse la carga que usualmente alimenta éste núcleo, y a cambio, conectarse una carga (burden) cuyo valor en [VA] y factor de potencia, se encuentre dentro de los rangos definidos en el presente numeral.

En la siguiente gráfica se ilustra el burden necesario que debe tener el núcleo de medida del TC:

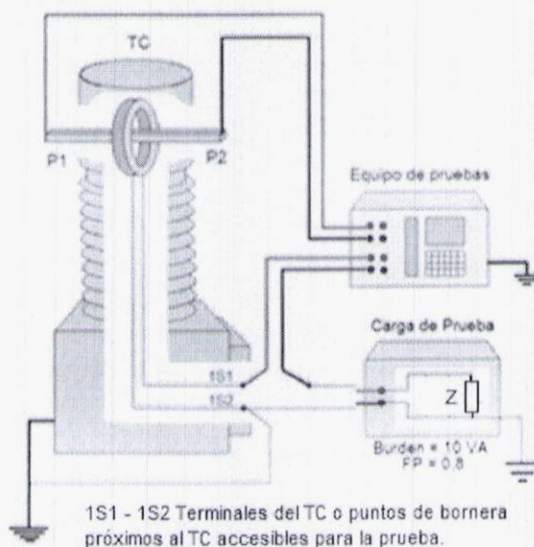


Gráfico 3. Carga (burden) requerida para PRUEBAS de rutina en TC

2. Si se conoce el valor del burden de la carga asociada al núcleo de medida asociado con la frontera comercial y cumple los criterios definidos, es decir, respecto de su magnitud en VA y factor de potencia, podrá utilizarse dicha carga para realizar la verificación del error de relación y desplazamiento de fase.



#### 11.6.2.4 Inyección de Transformadores de corriente IEEE/ANSI

Inyección (por equipo o nodo eléctrico) por el lado primario del TC de un valor de corriente igual a:

- i) Entre el 10% y 100% de la corriente nominal a frecuencia industrial<sup>18</sup>, realizando 2 pruebas<sup>19</sup> a cada punto de verificación (ejemplo, al 50% y 70% de  $I_n$ ) para determinar el TCF, al máximo burden estándar.
- ii) En el caso de transformadores de corriente en servicio y la medición del error se realice por comparación con un equipo patrón conectado en serie a la misma corriente que recibe el lado primario del TC, para desarrollar la prueba debe verificarse que la corriente demandada por la frontera comercial, se encuentre dentro del rango de operación del TC para los cuales está definido el error en los estándares., es decir dentro del rango del 10 % al 120% de  $I_n$ , al máximo burden estándar.

El burden estándar se indica a continuación.

IEEE C57.13-2008  
IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers  
-Standard burdens for current transformers with 5 A secondary windings<sup>a</sup>

| Burdens          | Burden designation <sup>b</sup> | Resistance ( $\Omega$ ) | Inductance (mH) | Impedance ( $\Omega$ ) <sup>c</sup> | Total Power (VA at 5 A) | Power factor |
|------------------|---------------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------------------------|-------------------------|--------------|
| Metering burdens | B-0.1                           | 0.09                    | 0.116           | 0.1                                 | 2.5                     | 0.9          |
|                  | B-0.2                           | 0.18                    | 0.232           | 0.2                                 | 5.0                     | 0.9          |
|                  | B-0.5                           | 0.45                    | 0.580           | 0.5                                 | 12.5                    | 0.9          |
|                  | B-0.9                           | 0.81                    | 1.040           | 0.9                                 | 22.5                    | 0.9          |
|                  | B-1.8                           | 1.62                    | 2.080           | 1.8                                 | 45.0                    | 0.9          |

Fuente: IEEE C57.13:2008- Tabla 9

Tabla 8. Burden estándar para transformadores de corriente a 5 A

<sup>18</sup> Ver C.57.13:2008. P. 23

<sup>19</sup> Un solo valor cuando la frontera comercial está en servicio., el cual es igual a la corriente demandada (corriente de carga) por la frontera comercial. La magnitud de dicha corriente debe estar en el rango del 10% al 100% de  $I_n$ .



Standard burdens for current transformers with 5 A secondary windings<sup>a</sup>

| Burden type                 | Burden designation <sup>b</sup> | Resistance (Ω) | Inductance (mH) | Impedance (Ω) | Total Power (VA) [at 5 A] | Power factor |
|-----------------------------|---------------------------------|----------------|-----------------|---------------|---------------------------|--------------|
| Electronic Metering Burdens | E-0.2                           | 0.20           | 0.0             | 0.20          | 5.0                       | 1.0          |
|                             | E-0.04                          | 0.04           | 0.0             | 0.04          | 1.0                       | 1.0          |

Fuente: IEEE C57.13-6:2005- Tabla 2

Tabla 9. Burden estándar para transformadores de corriente a 5 A

#### 11.6.2.4.1 Medición de carga o burden del núcleo de medida asociado a los TC IEC/NTC ó IEEE/ANSI

El objeto de esta verificación es determinar la carga asociada (VA) al núcleo de medida utilizado por la frontera comercial y compararlo con el valor nominal del dato de placa de características, para determinar, si se encuentra dentro del rango de operación definido en los numerales 11.6.2.3.1 ó 11.6.2.4 con respecto al porcentaje de carga del núcleo, definido como:

$$\text{Carga núcleo medida } [\%] = \frac{\text{Valor Medido Burden VA}}{\text{Valor Nominal Burden VA}} * 100 [\%]$$

En la siguiente gráfica se ilustra el burden que se requiere medir.

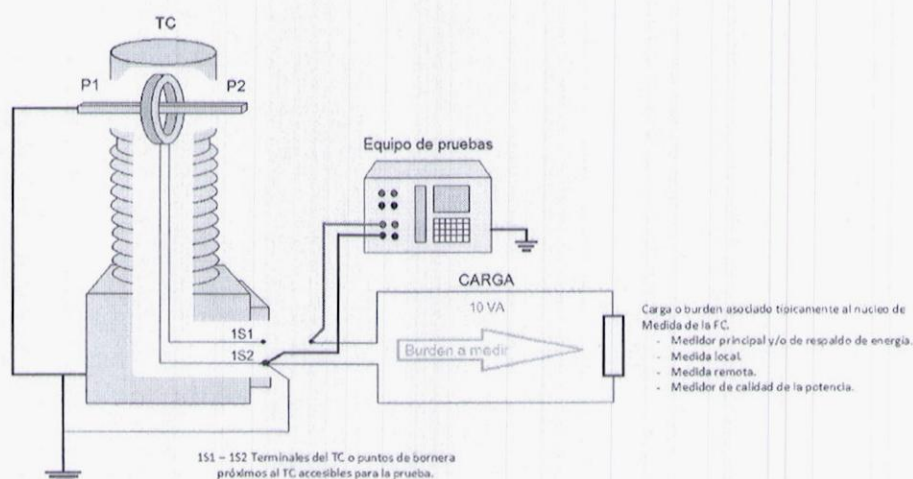


Gráfico 4. Medición carga (burden) del núcleo de medida del TC de la frontera comercial



La medición del Burden debe realizarse, a la carga que está conectada al núcleo de medida en condiciones de operación de la frontera comercial.

#### Notas.

18. El resultado de la prueba de medición de carga será **Satisfactorio**, cuando el valor de carga (burden) medido, se encuentre dentro de los rangos definidos en el presente numeral, con respecto a su magnitud.
19. Si el equipo de prueba lo permite, la medición del burden podrá hacerse con los transformadores de medida energizados, sin embargo, deberá medirse toda la carga asociada al núcleo de medición de los transformadores de corriente, incluyendo: medidores de energía principal y/o respaldo, conductores y cualquier carga adicional asociada al núcleo empleado en el sistema de medición de la frontera comercial (medición local, medición remota, medidores de calidad de potencia, etc.).

#### 11.6.3 Desarrollo método Indirecto de *Simulación* en transformadores de medida IEC/NTC ó IEEE/ANSI

De manera general, se pueden usar equipos de prueba que utilicen modelos o sistemas para comprobar el estado metrológico del transformador de medición, siempre y cuando el equipo esté en capacidad de:

- ✓ Reproducir dos puntos de operación indicados por los estándares relacionados<sup>20</sup>,
- ✓ Realizar por punto de verificación dos pruebas<sup>21</sup> y,
- ✓ Asociar los BURDEN (VA) definidos en el Método Directo para determinar el error de relación y desplazamiento de fase., es decir, los VA indicados para TT en los numerales 11.6.2.1.1 ó 11.6.2.2 y TC en los numerales 11.6.2.3.1 ó 11.6.2.4

La prueba debe desarrollarse siguiendo estrictamente el procedimiento que el fabricante del equipo de prueba haya definido, verificando que para el desarrollo de las pruebas de error de relación, desplazamiento de fase y medición de burden, los transformadores de medición estén desenergizados.

---

<sup>20</sup> Por ejemplo para un TC construido bajo IEC/NTC con clase de exactitud  $Cl = 0.2 S$  debe reproducir dos valores entre los siguientes posibles: 1%, 5%, 20%, 100% y 120% con respecto a  $I_n$ . Para el caso de un TC construido bajo IEEE/ANSI debe al menos probar al 10% de  $I_n$  o al 100% de  $I_n$  e indicar el valor de TCF.

<sup>21</sup> Si se requiere de una calibración In Situ con el método de Simulación, el equipo debe estar en capacidad de reproducir TODOS los puntos de operación. (Ej. TC clase 0.2S, se debe obtener el error en relación y desplazamiento de fase para los puntos 1%, 5%, 20%, 100% y 120% con respecto a  $I_n$ , cuyo error por punto sea el resultado del promedio de las  $n$  pruebas que determine el procedimiento de calibración, comparando los resultados con los errores definidos en los estándares relacionados en el presente documento)



#### 11.6.3.1 Medición de carga o burden del núcleo de medida asociado a los transformadores de medición IEC/ANSI ó IEEE/ANSI

El equipo de prueba debe garantizar la medición del burden asociado a los transformadores de medición de acuerdo a los requerimientos definidos para el Método Directo, para aquellos transformadores de medición construidos bajo IEC/NTC ó IEEE/ANSI. El burden asociado es el definido para TT en 11.6.2.2.1 y para TC en 11.6.2.4.1

Notas.

20. El resultado de la prueba de medición de carga asociada al núcleo de medida será satisfactorio, cuando el valor de carga (burden) medido, se encuentre dentro de los rangos previamente definidos en el Método Directo, con respecto a su magnitud.
21. Si el equipo de prueba lo permite, la medición del burden podrá hacerse con los transformadores de medida energizados, sin embargo, deberá medirse toda la carga asociada al núcleo de medición de los transformadores de tensión y de corriente, incluyendo: medidores de energía principal y/o respaldo, conductores y cualquier carga adicional asociada al núcleo empleado en el sistema de medición de la frontera comercial (medición local, medición remota, medidores de calidad de potencia, etc.).

#### 11.6.4 Desarrollo *Método Indirecto magnitudes reducidas* para transformadores de tensión capacitivos IEC/NTC ó IEEE/ANSI

Única y exclusivamente para los TT capacitivos y cuyas pruebas se realicen con el Método Indirecto con magnitud reducida de tensión, se acepta la inyección por el lado primario del transformador desenergizado, de una magnitud mínima de 2 kV a frecuencia industrial y con BURDEN igual al 0% del valor nominal, para determinar el error de relación y desplazamiento de fase.

Adicionalmente, se debe realizar la medición de la carga o burden asociada al núcleo de medida.

Notas.

22. El resultado de la prueba de medición de carga asociada al núcleo de medida será Satisfactorio, cuando el valor de carga (burden) medido, se encuentre dentro de los rangos previamente definidos en el Método Directo, con respecto a su magnitud.
23. Si el equipo de prueba lo permite, la medición del burden podrá hacerse con los transformadores de medida energizados, sin embargo, deberá medirse toda la carga asociada al núcleo de medición de los transformadores de tensión y de corriente, incluyendo: medidores de energía principal y/o respaldo, conductores y cualquier carga adicional asociada al núcleo



empleado en el sistema de medición de la frontera comercial (medición local, medición remota, medidores de calidad de potencia, etc.).

#### 11.7 Equipos de prueba TC y TT inductivos IEC/NTC ó IEEE/ANSI

De forma general, deberá considerarse para la selección de equipos /divisores patrones, pinzas, equipos de medición, que el rango de trabajo esté acorde con los rangos de tensión y corriente nominal de los transformadores de tensión y de corriente y/o niveles de corriente o tensión del punto de medición (Pruebas con frontera en servicio).

La exactitud de cada equipo de prueba (patrón/divisor, pinzas, equipos de medición, etc.) utilizados para las pruebas de rutina, debe ser como mínimo (2) veces mejor que la clase de exactitud del objeto de prueba (transformadores de medida), valor que debe corroborarse a partir de la copia del certificado de calibración del equipo de prueba o declaración de trazabilidad o patrón utilizado.

Los equipos de prueba deben permitir la incorporación de las constantes de transformación, o de relaciones de transformación, de tal manera que puedan entregar los resultados sin que se requieran cálculos externos que puedan afectar los resultados de prueba obtenidos.

Para que el agente responsable del procedimiento tenga confiabilidad de los resultados de medición, deberá solicitar al proveedor del servicio que cuente y tenga disponible un programa de aseguramiento metrológico específico para cada equipo de prueba utilizado / patrón / pinza, en el que determine la frecuencia de calibración.

##### 11.7.1 Equipos de prueba TT capacitivos IEC/NTC ó IEEE/ANSI bajo el *Método Indirecto de magnitud reducida*

Única y exclusivamente para los TT capacitivos y cuyas pruebas se realicen con el Método Indirecto con magnitud reducida de tensión, se aceptan equipos de prueba con una exactitud  $< 0.3\%$ , valor que debe corroborarse a partir de la copia del certificado de calibración del equipo de prueba o declaración de trazabilidad o patrón utilizado.

Los equipos de prueba deben permitir la incorporación de las constantes de transformación, o de relaciones de transformación, de tal manera que puedan entregar los resultados sin que se requieran cálculos externos que puedan afectar los resultados de prueba obtenidos. Los resultados arrojados por el equipo de prueba, de la medición del error de relación y ángulo de desplazamiento, deben ser en [%] y minutos o centiradianes respectivamente.



## ANEXO 2. LMP TRANSFORMADORES DE CORRIENTE IEC/NTC

Se indica el error en relación y desplazamiento de fase para los rangos de corriente en TC diferentes a los indicados en el estándar relacionado.

| Clase 0,2 S |                  |                      | Clase 0,5 S      |                      | Clase 0,5        |                      |
|-------------|------------------|----------------------|------------------|----------------------|------------------|----------------------|
| % In        | Error relación % | Desplaz fase minutos | Error relación % | Desplaz fase minutos | Error relación % | Desplaz fase minutos |
| 6           | 0,339            | 15,213               | 0,761            | 45,639               | 1,449            | 86,949               |
| 7           | 0,328            | 14,842               | 0,742            | 44,526               | 1,398            | 83,879               |
| 8           | 0,317            | 14,496               | 0,725            | 43,488               | 1,349            | 80,928               |
| 9           | 0,308            | 14,174               | 0,709            | 42,522               | 1,302            | 78,094               |
| 10          | 0,299            | 13,875               | 0,694            | 41,625               | 1,256            | 75,375               |
| 11          | 0,290            | 13,599               | 0,680            | 40,796               | 1,213            | 72,768               |
| 12          | 0,282            | 13,344               | 0,667            | 40,032               | 1,171            | 70,272               |
| 13          | 0,275            | 13,110               | 0,656            | 39,331               | 1,131            | 67,884               |
| 14          | 0,268            | 12,897               | 0,645            | 38,691               | 1,093            | 65,601               |
| 15          | 0,262            | 12,703               | 0,635            | 38,109               | 1,057            | 63,422               |
| 16          | 0,257            | 12,528               | 0,626            | 37,584               | 1,022            | 61,344               |
| 17          | 0,252            | 12,371               | 0,619            | 37,113               | 0,989            | 59,365               |
| 18          | 0,247            | 12,231               | 0,612            | 36,693               | 0,958            | 57,483               |
| 19          | 0,243            | 12,108               | 0,605            | 36,323               | 0,928            | 55,695               |
| 20          | 0,240            | 12,000               | 0,600            | 36,000               | 0,900            | 54,000               |

Tabla 10. LMP transformadores de corriente IEC/NTC rango 5% a 20% de In.

| % In   | Clase 0,5        |                      |
|--------|------------------|----------------------|
|        | Error relación % | Desplaz fase minutos |
| 25,33  | 0,779            | 46,746               |
| 30,67  | 0,758            | 45,486               |
| 36,00  | 0,739            | 44,313               |
| 41,33  | 0,720            | 43,223               |
| 46,67  | 0,704            | 42,215               |
| 52,00  | 0,688            | 41,285               |
| 57,33  | 0,674            | 40,431               |
| 62,67  | 0,661            | 39,651               |
| 68,00  | 0,649            | 38,940               |
| 73,33  | 0,638            | 38,297               |
| 78,67  | 0,629            | 37,719               |
| 84,00  | 0,620            | 37,203               |
| 89,33  | 0,612            | 36,746               |
| 94,67  | 0,606            | 36,346               |
| 100,00 | 0,600            | 36,000               |

Tabla 11. LMP transformadores de corriente IEC/NTC rango 20% a 100% de In.