



## CALIBRACION “IN SITU” DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA EN LA RED ELECTRICA

**Ricardo I. García**, rigarcia @ inti.gov.ar  
CEFIS –INTI, División Electricidad  
CC 157 -(1650) San Martín – Pcia. de Buenos Aires – Argentina

**Eduardo G. Zaretsky**, coneduar @ satlink.com  
CONIMED SA  
Güemes 4193 - (1603) Villa Martelli – Pcia. de Buenos Aires - Argentina

**Resumen.** Este trabajo describe el instrumental y operación de las calibraciones de transformadores de medida “in situ”.

Se presentan los comparadores de corriente y tensión que pueden operar en distintas condiciones climáticas, cuyos componentes principales son divisores de tensión inductivos o comparadores de corriente, que se caracterizan por su exactitud prácticamente independiente de las condiciones ambientales.

Se detallan y analizan las interferencias producidas por el campo eléctrico y lazos de tierra y la forma de eliminarlas.

Se estudian los errores causados por la instalación: cables y elementos de protección. Se describe un método para la determinación de las cargas reales instaladas sobre los transformadores.

Se muestran los métodos para una verificación del instrumental antes y después de las determinaciones para satisfacer los requerimientos de la Norma ISO 17025, que exigen los organismos acreditadores.

**Palabras llave:** Calibracion, Transformadores, Medida, “in situ”

### 1. INTRODUCCION

La privatización del servicio eléctrico y los sistemas regulatorios creados, aumentaron la importancia de la medición de la energía eléctrica en la red de transporte. Los transformadores de medida y los medidores de energía son los componentes esenciales en la medición.

Una instalación típica de medición de energía es mostrada en la figura 1. Para una correcta medición de la energía no solo es importante el medidor de energía sino también los transformadores de medida. Las relaciones entre la corriente primaria y la secundaria y entre la tensión primaria y la tensión en los bornes de los medidores deben ser conocidas con exactitud.

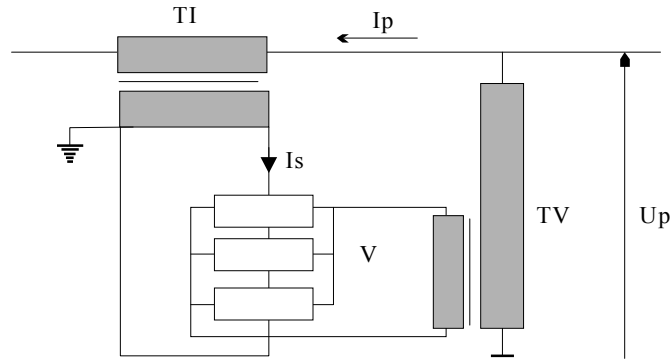


Figura 1 – Instalación típica de medición de energía

La exactitud de estas relaciones depende no solo de los transformadores de medida, sino también de la instalación, cables, fusibles, estado de las conexiones.

Para mejorar la exactitud de la medición de energía, es necesaria una calibración “in situ” de los transformadores con sus cargas reales y considerando las caídas de tensión.

En algunos casos se agregan cargas con el objeto de disminuir los errores. En las instalaciones de alta tensión y corriente, las interferencias afectan los sistemas de medición.

## 2. CALIBRACION DE TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

En la Figura 2 se muestra el circuito para calibrar un transformador de intensidad ( $TI_X$ ) con dos secundarios, usándose como patrón y alimentador un transformador de doble núcleo tipo Brooks y Holz ( $TI_P$ ). Este se ubica próximo a los bornes primarios de  $TI_X$  para disminuir la potencia necesaria en el circuito de alta corriente.

El comparador de transformadores de medida de corriente CTI se ubica próximo a la caja de bornes de  $TI_X$  para no alterar con los cables de conexión el valor de la carga  $Z_B$  del circuito secundario.

El comparador CTI tiene todas las entradas flotantes para que no pueda haber dos puntos conectados a tierra en el mismo circuito y evitar la interferencia que ocasionan los lazos de tierra. Los puntos de tierra están elegidos de forma tal que las entradas del CTI tengan bajo potencial a tierra y evitar que corrientes capacitivas circulen por ellas. Si se cambia la tierra del punto B al A, la corriente capacitiva a tierra de  $T_B$  circularía por el CTI.

El circuito del CTI consta de un comparador de corriente, que produce una tensión  $U_\Delta$  proporcional a la diferencia de las corrientes secundarias de  $TI_P$  y  $TI_X$  y un transformador que genera una tensión de referencia  $U_R$ . Con estas tensiones se pueden obtener los errores de corriente y ángulo como se describen en Garcia y otros (1996).

Las interferencias en las playas de alta tensión pueden ser por campos magnéticos o eléctricos. En el circuito primario la debida al campo magnético no ocasiona error ya que la corriente inducida circula por los bobinados de  $TI_X$  y  $TI_P$ . Las corrientes debidas a campos eléctricos son de pequeña magnitud.

En los circuitos secundarios ambos campos pueden producir interferencia. Las de origen magnético se disminuyen trenzando los cables y evitando la formación de lazos y las de origen eléctrico con blindajes electrostáticos. El TIP es el más afectado por la interferencia; los

secundarios están expuestos a valores más elevados de campo porque se encuentran a la altura de los terminales de alta tensión de TI<sub>x</sub>.

La interferencia puede ser crítica cuando se contrastan transformadores según Norma IEC 44-1 cuya menor corriente secundaria de ensayo es de 50 mA.

La interferencia se puede evaluar desconectando la alimentación y cortocircuitando la entrada, observando la tensión  $U_{\Delta}$ . Para eliminar la interferencia se pueden hacer 2 determinaciones invirtiendo la tensión de entrada con la llave LL<sub>1</sub>.

Cuando se calibran los transformadores con la carga instalada es necesario determinar su valor, y debe constar en el protocolo las componentes resistiva y reactiva de la carga. Se pueden determinar como indican Ramboz y Petersons (1991). El procedimiento consiste en medir los errores  $\alpha_1 + j\beta_1$  a una corriente determinada. Luego se conecta la admitancia Y (ver figura 2) y se miden a la misma corriente los errores  $\alpha_2 + j\beta_2$ .

El valor de la carga  $Z_B$  está dado por:

$$\bar{Z}_B = \frac{[(\alpha_1 - \alpha_2) + j(\beta_1 - \beta_2)] \cdot 10^{-2}}{\bar{Y}} - \bar{Z}_C$$

$\alpha$  en por ciento

$\beta$  en centirradiantes

$Z_C$  impedancia propia del comparador

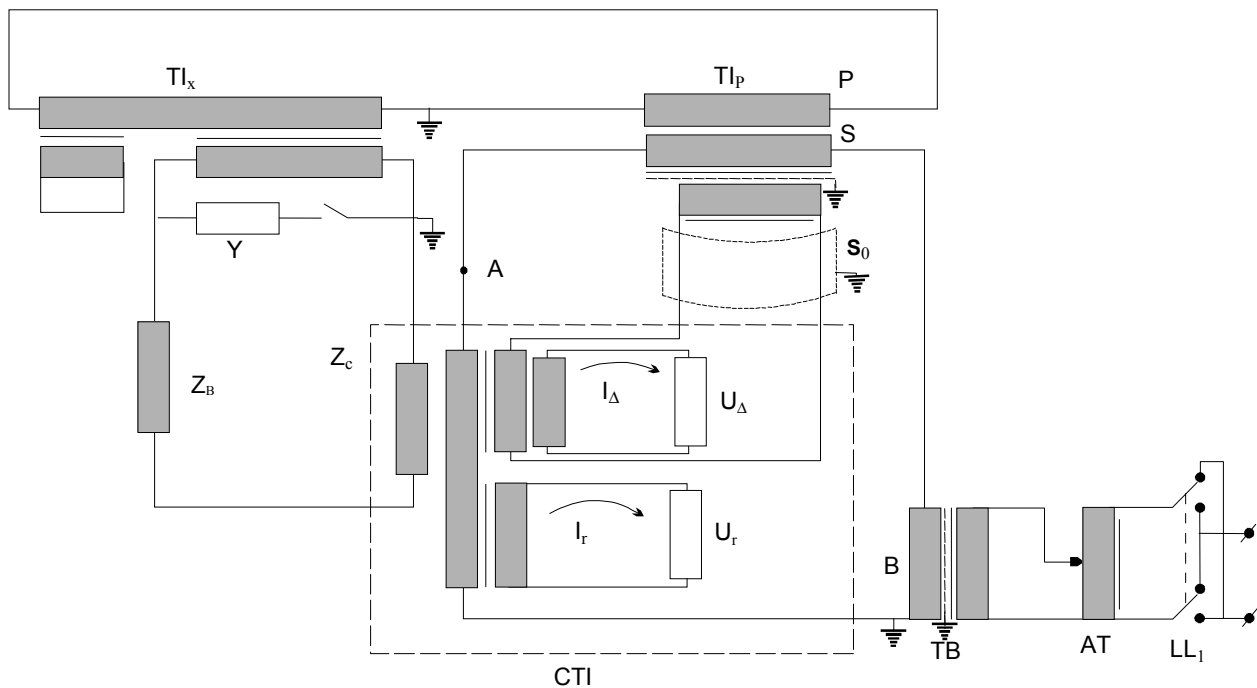


Figura 2 - Diagrama para calibración de transformadores de intensidad

### 3. CALIBRACION DE TRANSFORMADORES DE TENSION

En la figura 3 se muestra el circuito para calibrar un transformador de tensión  $TV_X$  por comparación con un transformador patrón  $TV_P$ .

El transformador de ensayo  $T_E$  se reemplaza por una fuente resonante en el caso de ensayar transformadores capacitivos de tensión, los que pueden presentar cargas del orden de las centenas de KVA cuando la tensión es de 300 KV o más. También se pueden usar las barras de alta tensión como fuente de alimentación, pero en este caso el transformador patrón debe tener el BIL adecuado.

Los transformadores  $TV_X$  y  $TV_P$  y el comparador  $CT3$  no están próximos, y existen tensiones  $V_G$  entre las tierras que pueden causar errores en la medición. El  $CT3$  tiene una entrada flotante por lo que no hay lazo de tierra. Para disminuir los efectos de  $V_G$  entre  $TV_X$  y el  $CT3$  se usa un choque  $CH$ , ver Hillhouse et al (1982).

Los cables que conectan los secundarios de  $TV_X$  y  $TV_P$  al  $CT3$  pueden tener varias decenas de metros. Hay que evaluar las caídas de tensión debido a la carga del  $CT3$ , la caída de tensión  $\Delta U = UZ_C Y$ ;  $U$  es la tensión del secundario,  $Z_C$  la impedancia de los cables e  $Y$  es la admitancia de entrada del  $CT3$ .

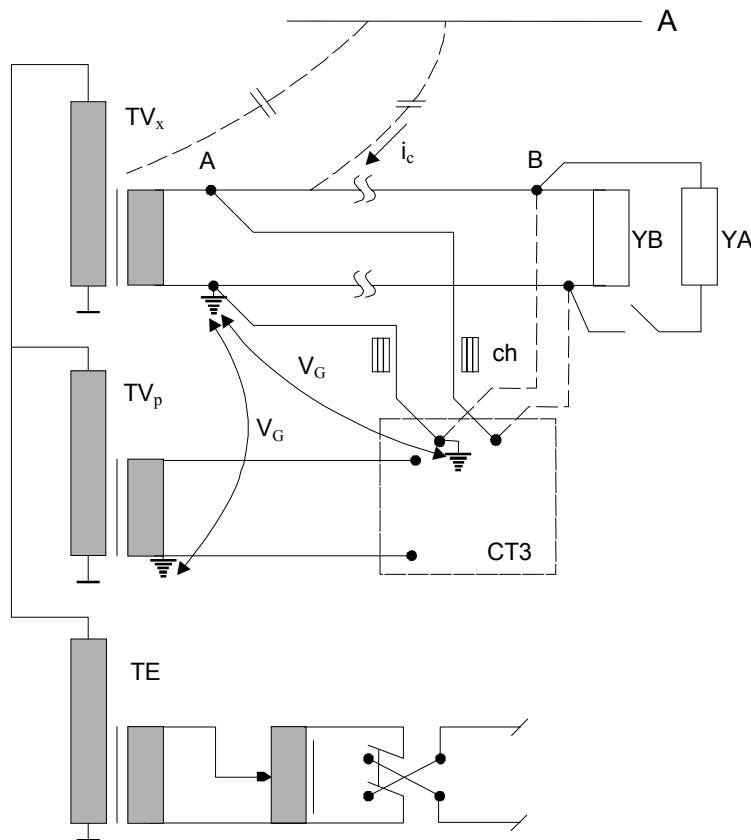


Figura 3 – Diagrama para calibración de transformadores de tensión

Los efectos de la interferencia debida al acoplamiento capacitivo con líneas de alta tensión es despreciable ya que la impedancia de cortocircuito de los transformadores es de muy bajo valor en comparación con la impedancia de acoplamiento. Los transformadores de tensión capacitivos son más sensibles a esta interferencia.

Para evaluar las interferencias se procede como en el caso anterior, invirtiendo la tensión de alimentación de la fuente.

En las instalaciones de alta tensión, la longitud del cable entre la bornera de  $TV_X$  y las cargas  $Y_B$  puede tener centenares de metros y la caída de tensión entre los puntos A y B puede ser apreciable. La medición se puede efectuar en el punto A o en el B, en este último caso se incluye la caída en los cables y protecciones.

Como en el caso de los transformadores de corriente, es necesario determinar el valor de la carga de la instalación  $Y_B$ . Una forma de realizarlo es efectuar la determinación de los errores con la carga  $Y_B$ , otra sin carga y otra con la carga  $Y_A$ . El valor de  $Y_B$  se calcula con ayuda del diagrama de Möllinger-Gewecke.

En algunos casos de transformadores de 220 KV y superiores, si no se cuenta con transformadores patrones de esa tensión o con una fuente con la potencia necesaria, se pueden realizar las calibraciones a tensiones menores, hasta el 40 % de la nominal. Esto es posible porque el transformador de tensión es un aparato muy lineal.

#### **4. VERIFICACIONES**

Para garantizar la confiabilidad de las calibraciones “in situ” el instrumental de medición debe ser verificado, de forma tal que se pueda detectar si hubo algún daño durante el transporte que afecte los resultados de las calibraciones.

Los comparadores de transformadores de medida se pueden controlar mediante las mediciones del punto de cero (figuras 4 y 5).

El transformador de corriente se puede verificar mediante una calibración en forma absoluta en relación 5/5 A o bien mediante una comparación con un transformador auxiliar cuyos errores son conocidos.

El caso del transformador de tensión es más complejo, ya que puede tener fallas que se manifiesten en alta tensión pero no en baja tensión, y la falla puede ser difícil de detectar como una espira en cortocircuito en un bobinado de varios miles de espiras. Una forma de verificación puede ser tener una curva de vacío de referencia y efectuar comparaciones.

Otra forma es efectuar una comparación a tensión reducida con un transformador de menor tensión, por ejemplo a 20 kV.

Si bien no se trata de calibraciones completas del instrumental, son controles adecuados para satisfacer los requerimientos de la norma ISO 17025, que exigen organismos acreditadores.

La norma IRAM 2270 / 97 Transformadores de Medición, Laboratorios para Ensayos de Exactitud, indica los requerimientos de los transformadores patrones, cargas y comparadores, para los ensayos de exactitud de los transformadores de medida.

#### **5. CONCLUSIONES**

Se dispone de un método de calibración de transformadores de medida “in situ” que es adecuado para certificar las instalaciones de medición de tensión y corriente en la red eléctrica. El conjunto de equipos involucrados es transportable en un vehículo tipo furgón. Los comparadores

de transformadores, tanto de corriente como de tensión, incluyen un software que permite disponer del protocolo de la calibración en forma automática e inmediata.

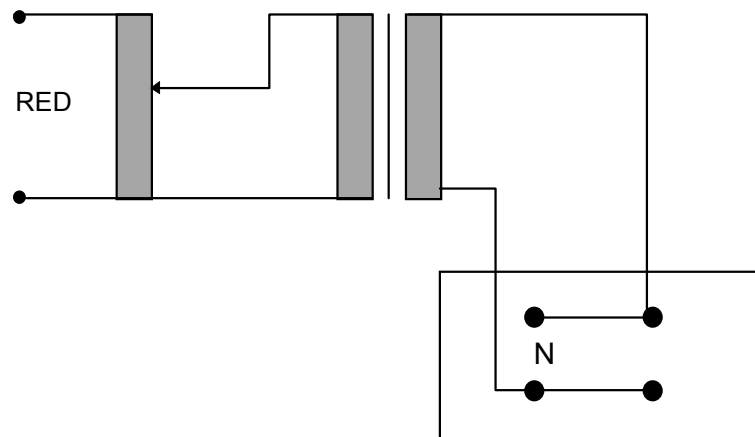


Figura 4 – Verificación del cero en tensión

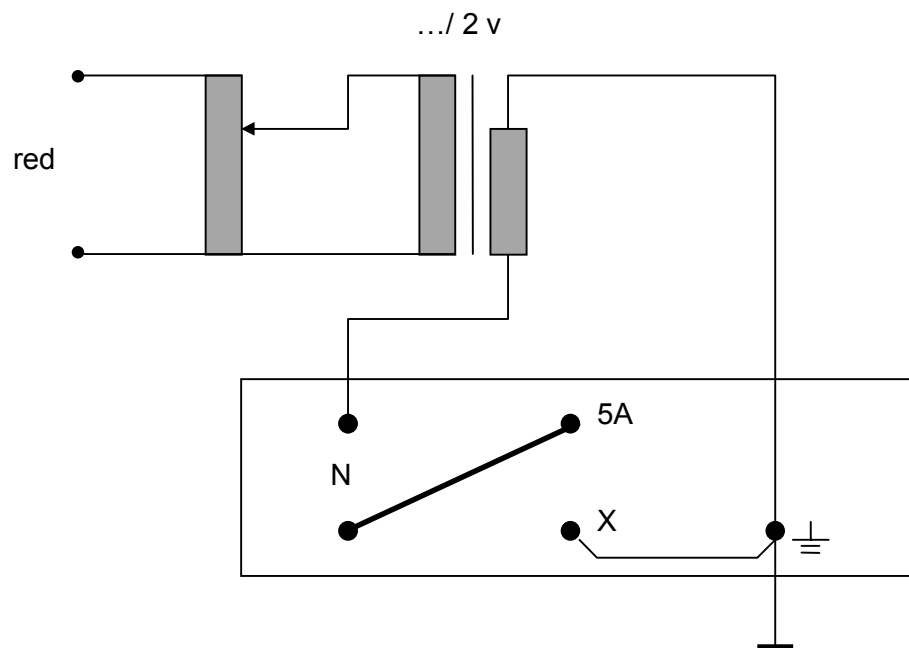


Figura 5 – Verificación del cero en corriente

## REFERENCIAS

Garcia R.I., Medina A.F., Zaretsky E.G., 1996, Comparador de Transformadores de Tensión de Alta Exactitud, II SEMETRO – Curitiba –Brasil.

Ramboz D., Petersons O., 1991, A Calibration Services for Current Transformers, NIST SP 250-36

Hillhouse D.L., Petersons O., Sze W., 1982, A Simplified System for Calibration of CCVTs in the Substation, NBS TN 1155

**Abstract.** This paper describes the methods and measuring instruments used for on site calibration of instrument transformers.

Both current and voltage comparators can be used under different climate conditions, because the main components are inductive voltage dividers or current comparators, and their accuracy is independent of ambient conditions.

The interference produced by the electric field and ground loops and how to eliminate them has been studied.

The errors caused by the installation are analyzed: cables and protection elements. A method to determine the actual burden on transformers is described.

The verification methods to be used before and after the calibrations are showed, to fulfil requirements of Standard ISO 17025 as required by accreditation organisms.

**Keywords:** *Calibration, Instrument, Transformers, on site.*