

Verificación intermediaria de DCPs de facturación

Pablo Prieto¹, Ricardo Kobayashi¹, Cristiano Lamb¹

¹ Laboratorio de Mantenimiento, Itaipu Binacional, Foz de Iguazú/Hernandarias
prietovi@itaipu.gov.py, ricardok@itaipu.gov.br, chlamb@itaipu.gov.br

Abstract. In this paper we explore a simple verification procedure for Billing DCPs in high-voltage systems that share a common bus in a substation. The proposed procedure does not require any interruptions or service outages, thereby minimizing potential losses for both energy providers and consumers. By implementing this procedure, the reliability of equipment remaining within the stipulated accuracy class of the system can be ensured, instilling greater credibility among all stakeholders involved.

Resumen. Este artículo aborda un sencillo procedimiento de verificación de DCP's de Facturación para sistemas de alta tensión que comparten barra en una subestación. El procedimiento no requiere ninguna interrupción ni fueros de servicio, minimizando potenciales perdidas tanto para proveedores como consumidores. Al aplicar este procedimiento se puede aumentar la confiabilidad de que los equipos permanezcan dentro de la clase de exactitud estipulado para el Sistema dando mayor credibilidad a todos los participantes involucrados.

1. Introducción

En el ámbito de la generación de energía eléctrica, la medición correcta de la energía suministrada es de vital importancia tanto para los generadores como para los consumidores. Los errores en la facturación pueden ocasionar pérdidas millonarias en las transacciones comerciales, tanto para los vendedores como para los compradores.

Una de las alternativas propuestas para mitigar (o corregir) los errores mencionados es la de realizar calibraciones del sistema de medición de facturación. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que este sistema está compuesto, de manera simplificada, por transformadores de instrumentación (TIs) y medidores de energía [1] [2]. Calibrar los medidores de energía es una tarea simple, sin embargo, existen dificultades técnicas para realizar las calibraciones periódicas en los TIs.

En este artículo, se explorará un procedimiento simple de verificación de los transformadores de tensión capacitivos (DCPs) [3] con el objetivo de mejorar la confiabilidad en la medición de la energía suministrada, minimizando los impactos en los costos y la integridad de los equipos.

2. Procedimientos

Un sistema de medición de energía de facturación en alta tensión está compuesto básicamente por tres componentes: transformadores de instrumentación TIs (transformadores de potencial y transformadores de corriente), cables de transmisión de señal, y medidor de energía o registro de señal [4].

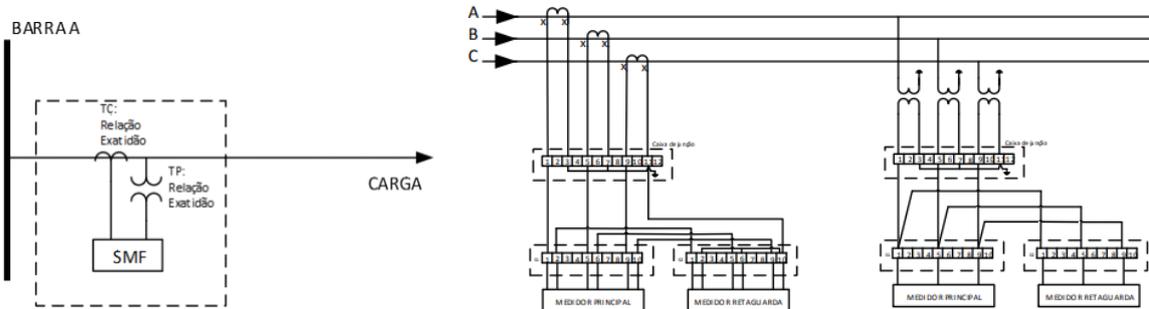


Figura 1. Diagrama unifilar y multifilar de un sistema de medición de facturación respectivamente [5]

La energía trifásica que circula en la línea se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Et = V_{FNA} \cdot I_{FNA} \cdot \cos(\Delta\phi_A) \cdot \Delta t + V_{FNB} \cdot I_{FNB} \cdot \cos(\Delta\phi_B) \cdot \Delta t + V_{FNC} \cdot I_{FNC} \cdot \cos(\Delta\phi_C) \cdot \Delta t, \quad (1)$$

donde:

- $V_{FNx} = V_{FNbaja} \cdot k_{Vx}$ representa la tensión estimada de la fase x , y corresponden a mediciones realizadas en la parte baja del sistema;
- $I_{FNx} = I_{baja} \cdot k_{Ix}$ representa la corriente estimada de la fase x , y corresponden a mediciones realizadas en la parte baja del sistema;
- k_{Vx} y k_{Ix} son relaciones de transformación de los TIs;
- $x \in \{A, B, C\}$ identifica las fases.

Las características básicas y los errores esperados de estos equipos en la SEMD (Subestación Margen Derecha) Itaipu son los siguientes:

- Transformadores para Instrumentos: Clase de exactitud: 0,3% [6];
- Medidores de Energía: Clase de exactitud: 0,2S [7];
- Cables de los Circuitos Secundarios de los TC's y DCP's. Se considera un máximo de pérdida del 0,05% [4].

El cálculo de la incertidumbre en un circuito de medición para el sistema estudiado se realiza de la siguiente manera [8], [9]:

$$u = \sqrt{P^2 + C^2 + M^2} + S = \sqrt{0,3^2 + 0,3^2 + 0,2^2} + 0,05 = 0,52\%, \quad (2)$$

donde:

- P = Clase de precisión de cada transformador de potencial;
- C = Clase de precisión de cada transformador de corriente;
- M = Clase de precisión del medidor;
- S = Pérdidas en el circuito secundario de los TC's y TP's [4].

Para verificar y/o mantener dentro de las características constructivas especificadas, deben ser realizadas calibraciones periódicas de todos los componentes del sistema de medición de facturación.

La calibración de los medidores de energía es una tarea relativamente sencilla y no muy costosa: contar con dos medidores de energía (un medidor principal y un medidor de reserva) para cada línea de transmisión, es una práctica viable y asequible. Con estas herramientas se pueden evitar interrupciones en el proceso de medición de facturación durante las intervenciones. No obstante, no es común llevar a cabo la calibración de los TIs en campo, especialmente en las redes de alta y extra alta tensión (con tensiones superiores a 220 kV).

Las variaciones de las relaciones de transformación implican en errores en el sistema de medición de facturación que pueden sobrepasar las características de error máximo impuesto al sistema de medición. La determinación de estos parámetros es realizada principalmente en los ensayos de fábrica, donde se llevan a cabo las calibraciones de los equipos, o en ensayos de exactitud conforme a las normas correspondientes.

La calibración de estos equipos plantea desafíos significativos para las empresas, como los costos asociados a los tiempos fuera de servicio, los tiempos de espera debido al envío de los equipos a laboratorios especializados, el propio costo de las calibraciones y la probabilidad de dañar los equipos durante los procesos de desconexión, conexión y transporte. Es también importante mencionar la escasez de empresas especializadas que ofrezcan estos servicios, lo que dificulta aún más el proceso de calibración debido a estas dificultades no es una práctica muy común que las empresas realicen una calibración periódica de sus TIs [10] [11].

Otra consideración fundamental es la exposición de los TIs a condiciones climáticas adversas al ser instalados a la intemperie en las subestaciones. Factores como las sobretensiones de maniobra, sobretensiones atmosféricas, corrientes de cortocircuito y contaminación externa, debilitan su nivel básico de aislamiento. Estos eventos pueden modificar la curva de error de relación y fase de los transformadores con el paso del tiempo. Por último, con el tiempo también se espera un aumento en los errores de los sistemas de medición ya que los elementos capacitivos de estos equipos sufren un deterioro gradual [10] [11].

Mantener estos errores dentro de las especificaciones es de vital importancia para mantener la confiabilidad en el sistema de medición de facturación, como se mencionó anteriormente existen dificultades técnicas para realizar las calibraciones periódicas en estos dispositivos, por lo que realizar verificaciones periódicas en estos equipos sin realizar intervenciones en los equipos es una tarea deseable.

3. Objetos ensayados

Los equipos de medición de energía para facturación están instalados en la SEMD en la salida de las líneas de transmisión de modo a que cada línea disponga de un sistema de medición propio, en la figura 2 se puede observar diagrama unifilar parcial.

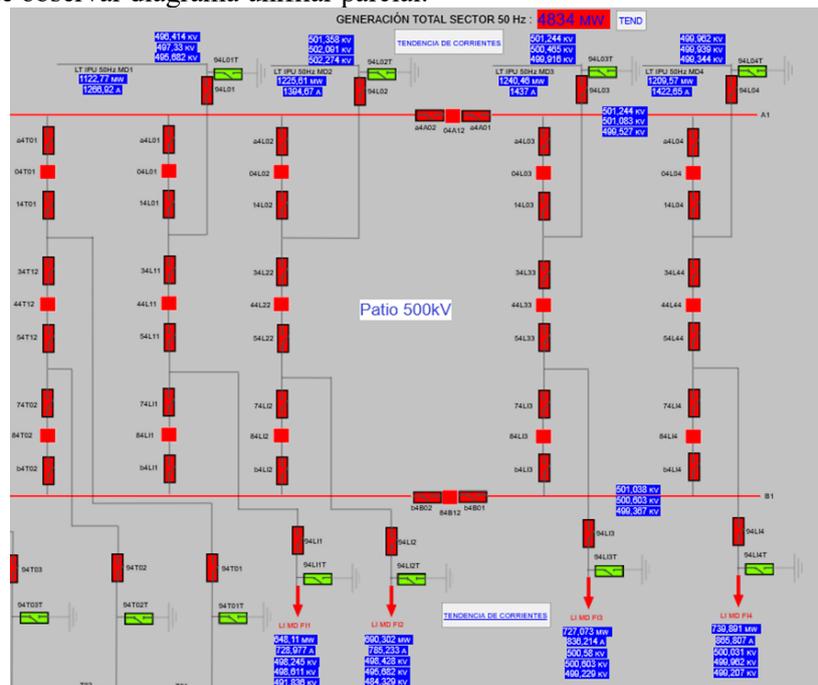


Figura 2. Diagrama SCADA de la SEMD

Para verificar la precisión de los equipos, se realizan mediciones de tensión cuando la Barra A1 y la Barra A2 no se encuentran seccionadas. Esto permite comparar las tensiones medidas por los medidores de energía en diferentes líneas, pero conectadas a la misma barra, y analizar cualquier discrepancia mediante estadísticas simples. Cuando estas barras no están seccionadas las tensiones que son medidas por los medidores de energía para las diferentes líneas son iguales.

Los medidores de energía poseen registros de almacenamiento donde son guardados los diferentes datos como: mediciones de energía, Tensiones de fase, corrientes, etc, estos registros pueden ser configurados para que sean almacenados a cada cierto periodo de tiempo. En la tabla siguiente se observa el registro realizado por el medidor de energía.

Tabla 1. Tensiones de la LI MD FI 1

Timestamp	Van	Vbn	Vcn
06/01/2020 23:55	292.053,11	291.414,83	288.968,16
06/01/2020 23:50	292.087,82	291.341,13	288.836,59
06/01/2020 23:45	291.837,23	291.320,08	288.868,64
06/01/2020 23:40	291.990,51	291.204,26	288.766,14
06/01/2020 23:35	291.973,34	291.282,54	288.812,37
06/01/2020 23:30	291.852,49	291.130,33	288.723,07

Tabla 2. Tensiones de la LI MD FI 2

Timestamp	Van	Vbn	Vcn
06/01/2020 23:55	289.546,74	292.886,62	290.960,04
06/01/2020 23:50	289.387,32	292.817,88	290.990,75
06/01/2020 23:45	289.467,54	292.736,09	290.850,72
06/01/2020 23:40	289.255,56	292.830,51	290.838,89
06/01/2020 23:35	289.344,86	292.810,10	290.837,78
06/01/2020 23:30	289.236,64	292.729,49	290.725,48

Todos los medidores de energía están sincronizados por un GPS lo que hace que el momento que se realizan las mediciones sean en el mismo instante, lo que mejora la calidad de las comparaciones realizadas. De esta manera puede realizarse una comparación de niveles de tensión en los diferentes equipamientos, en el mismo instante de tiempo, que a su vez puede utilizarse para verificar los dispositivos DCPs ya que las tensiones de salida dependen de las relaciones de transformación de cada uno de estos dispositivos.

Para el efecto, fueron seleccionados 5 líneas que comparten misma barra, de este modo se toman las lecturas de tensión y se comparan con el promedio, la diferencia contra el promedio será el desvío. Las líneas seleccionadas son: LI MD FI 1, LI MD FI 2, LI MD FI 3, LI MD FI 4, LI MD VHA 1 (línea de transmisión Margen derecha Foz de Iguazu 1 al 4, y Margen derecha Villahayes 1 las tensiones medidas son V1 al V5 respectivamente.

Por lo que el valor más probable de la barra $\overline{V_{barra\ x}}$ esta dado por la siguiente ecuación para cada fase x :

$$\overline{V_{barra\ x}} = \frac{V_{1,x} + V_{2,x} + V_{3,x} + V_{4,x} + V_{5,x}}{5} = \frac{k_{1,x} \cdot V_{baja1,x} + k_{2,x} \cdot V_{baja2,x} + k_{3,x} \cdot V_{baja3,x} + k_{4,x} \cdot V_{baja4,x} + k_{5,x} \cdot V_{baja5,x}}{5}, \quad (3)$$

donde x es la fase (A, B o C) que se está realizando la lectura.

Los medidores utilizados son los mismos para todas las líneas y poseen una exactitud de 0.05% para mediciones de tensión (u_{v1}). La clase de DCPs de todos los equipos utilizados para estas barras son 0.3% (u_{k1}). Por lo tanto, la incerteza de la estimación tensión de barra es

$$u_{barra} = \sqrt{\left(\frac{u_{v1}}{5}\right)^2 + \left(\frac{u_{k1}}{5}\right)^2 + \dots + \left(\frac{u_{v5}}{5}\right)^2 + \left(\frac{u_{k5}}{5}\right)^2} = \sqrt{\left(\frac{0.05}{5}\right)^2 + \left(\frac{0.3}{5}\right)^2 + \dots + \left(\frac{0.05}{5}\right)^2 + \left(\frac{0.3}{5}\right)^2} \approx 0,136\%. \quad (4)$$

La estimación de relación de transformación para cada DCP viene dada por la relación entre la tensión de alta y baja:

$$k_{y,barra\ x} = \frac{\overline{V_{barra\ x}}}{V_{y\ Medidor\ x}}, \quad (5)$$

donde y indica la línea medida (1 al 5).

La incerteza de esta estimación viene dada por

$$u_k = \sqrt{u_{barra}^2 + u_{Medidor}^2} = \sqrt{0,136^2 + 0,05^2} \approx 0,14\%. \quad (6)$$

El desvío con respecto al valor de tensión medio de la barra se estima como cuantificador del porcentaje de error de la relación de transformación del DCP y es dado como

$$e_{DCPy,x} = 100 \cdot \frac{(V_{y,x} - V_{barra,x})}{V_{barra,x}} \quad (7)$$

4. Resultados experimentales

Fueron realizados verificaciones de DCP's en 5 líneas de transmisión de 500 kV, tomando una comparación de la tensión medida por cada DCP con relación al promedio. Los resultados de las mediciones son presentados en la Figura 3.

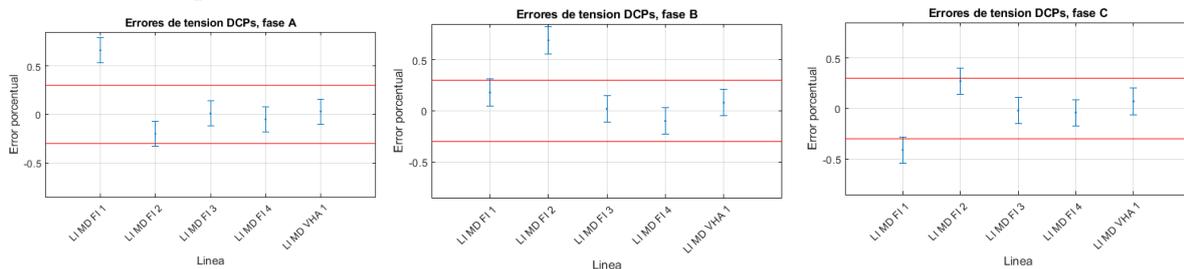


Figura 3. Errores de tensión Fases A, B y C.

Al comparar con la especificación del fabricante los DCPs deben tener un error máximo 0.3% (línea trazada en rojo), en principio tres DCPs fueron identificados con altas probabilidades de estar fuera de especificación. Dos de los cuales pertenece a línea LI MD FI 1.

Posterior a la verificación, fue consensuado primeramente la desconexión de la línea LI MD FI 1 por contener dos DCP'S sospechosos, para verificación en campo de los valores estimados de errores en estos equipos y validación de la metodología.

Una vez desconectada la línea, fueron realizados los ensayos utilizando equipamiento o caja de “pruebas de inyección primaria”. Los resultados obtenidos con el equipo son presentados en las figuras 4, 5 y 6.

Manufacturer	MICAFIL	Phase A	
Year of Manufacture	1982	VT Ratio	2484/1
Serial Number	HL8122871	Deviation	-.626%
Power	400 VA		
Primary Voltage	287500	Angle	-0.0664
Secondary Voltage	115	Assessment	n/a
Ratio	2500:1		

Figura 4. Resultados de los ensayos con el equipo, DCP fase A, LI MD FI1

Manufacturer	MICAFIL	Phase A	
Year of Manufacture	1982	VT Ratio	2496/1
Serial Number	HL8122870	Deviation	-.148%
Power	400 VA		
Primary Voltage	287500	Angle	-0.057
Secondary Voltage	115	Assessment	n/a
Ratio	2500:1		

Figura 5. Resultados de los ensayos con el equipo, DCP fase B, LI MD FI1

Manufacturer	MICAFIL	Phase A	
Year of Manufacture	1982	VT Ratio	2512/1
Serial Number	HL8122869	Deviation	,466%
Power	400 VA	Angle	-0,1089
Primary Voltage	287500	Assessment	n/a
Secondary Voltage	115		
Ratio	2500:1		

Figura 6. Resultados de los ensayos con el equipo, DCP fase C, LI MD FI1

Reescribiendo los desvíos encontrados en tablas y comparando con los resultados obtenidos por la verificación obtenemos:

METODO A: Verificación de DCPs		
Fase A	Fase B	Fase C
% error		
0,66	0,18	-0,41

METODO B: Medición realizada con el equipo		
Fase A	Fase B	Fase C
% error		
0,63	0,15	-0,47

y desvío encontrado con respecto al método utilizado

Diferencia entre los métodos A y B		
Fase A	Fase B	Fase C
% error		
0,03	0,03	0,06

De esta forma se confirmó que la metodología tiene una buena aproximación con lo medido efectivamente en campo con las desconexiones. Encontrándose diferencias menores a 0.06% entre la verificación y un equipamiento comercial, que se encuentra dentro de la incerteza de la medición esperada. Con esto, se tomaron decisiones de sustituir los demás DCPs en ambas líneas para subsanar los problemas encontrados.

5. Conclusión

El artículo muestra un procedimiento sencillo y efectivo para verificación de DCPs, destacando que no requiere de paradas o fuera de servicios para realizar la verificación que conlleva a evitar pérdidas económicas a los involucrados.

Los resultados obtenidos mediante el método han demostrado estar cercanos a los valores medidos por otro equipamiento comercial lo que demuestra su utilidad y confiabilidad.

Utilizando la metodología permite dar una mayor confiabilidad, en los equipos ensayados, que funcionen dentro de las características especificadas por el fabricante. La verificación periódica es una herramienta útil para evitar errores de facturación que pueden implicar en pérdidas millonarias en las transacciones comerciales.

Referencias

- [1] J. Mamede, Manual de equipamientos eléctricos, 5 ed., Rio de Janeiro: LTC, 2019.
- [2] J. Mamede, Subestações de Alta Tensão, 1 ed., Rio de Janeiro: LTC, 2021.
- [3] J. Wellings, J. Mortlock y P. Mathews, «Capacitor voltage transformer,» *Journal of the Institution of Electrical Engineers*, p. 7, 1936.
- [4] J. C. Montania, «Proyecto del Nuevo Sistema de Medicion de Energia Para Facturacion de la Central Hidroelectrica de Itaipu,» *IV Seminario del Sector Eléctrico Paraguayo - Sistemas Eléctricos de Potencia.*, 2000.
- [5] ONS, NT 0170/2015 - *Cartilha do Sistema de Medição para Faturamento*, 2015.



- [6] IEEE C57.13, *IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers*, 2016.
- [7] IEC 62053-22, *Electricity metering equipment - Particular requirements - Part 22: Static meters for AC active energy (classes 0,1S, 0,2S and 0,5S)*, 2020.
- [8] BIPM, *Evaluation of measurement data — Guide to the expression of uncertainty in measurement*, 2008.
- [9] A. Mendes e P. P. N. d. Rosário, *Metrologia e Incerteza de Medição - Conceitos e Aplicações*, 1 ed., Rio de Janeiro: LTC, 2019.
- [10] D. S. José Luis Casais, «Calibration Voltage Transformers on-site,» de *Metrologia. Semetro*, 2015.
- [11] L. D. K. L. X. C. F. Z. F. Y. Bin Chen, «Measurement Error Estimation for Capacitive Voltage Transformer by Insulation Parameters,» *Energies*, 2017.