

XXIII SNPTEE - SEMINARIO NACIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
FI/GTM/23
18 a 21 de Octubre de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – XIII

GRUPO DE ESTUDIO DE TRANSFORMADORES, REACTORES, MATERIALES Y TECNOLOGÍAS EMERGENTES - GTM

DETECCIÓN INTELIGENTE DE TRANSFORMADORES PARA INTEGRACIÓN A SISTEMAS DE GESTIÓN

Santos, C. / Padilha, R. / Medeiros, W. / Queiroz, L. / Silva, E. / Santos, F. / Silva, I.
Eletrobras Eletronorte

Alves, M.* / Santos, D.
Treetech Sistemas Digitais Ltda.

(*) Praça Claudino Alves, 141 – Centro – Atibaia – SP – CEP 12940-800.
Tel.: +55 (11) 4413-5787 / Fax: +55 (11) 4413-5991
E-mail: marcos.alves@treetech.com.br
Sitio: <http://www.treetech.com.br>

RESUMEN

Con el objetivo de aumentar la confiabilidad operativa y la optimización de los procedimientos de mantenimiento de los transformadores, Eletronorte busca implementar sistemas de monitoreo en línea para sus activos de subestación. Para eso, es necesario instalar sensores confiables en campo, integrados a una red de comunicación de manera a transmitir remotamente las variables medidas en línea.

Este artículo presenta cómo las condiciones ambientales de los locales de instalación, las infraestructuras disponibles y las necesidades de los equipos de operación y mantenimiento en campo, entre otros, determinan los criterios técnicos y requisitos exigidos de las redes de comunicación y de los sensores inteligentes utilizados en la composición de sistemas de gestión de activos de subestaciones.

PALABRAS CLAVE: Sensor inteligente, IED, transformador, red de comunicación, protocolo de comunicación, Scada, gestión de activos, monitoreo en línea, diagnóstico, pronóstico.

1.0 - INTRODUCCIÓN

Eletrobras Eletronorte efectúa la generación y transmisión de energía eléctrica para los nueve estados de Amazonia Legal – Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima y Tocantins, atendiendo a una población superior a 15 millones de personas. Para eso, dispone de potencia instalada del orden de 9.300 MW y casi 10 mil kilómetros de líneas de transmisión.

La extensa área geográfica que abarcan las subestaciones de Eletronorte, asociada a la gran importancia de los transformadores de potencia para la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en la región norte del país, hace con que el aumento de la confiabilidad operativa y la optimización de los procedimientos de mantenimiento de los transformadores sean imperativos para el éxito de la empresa.

Para alcanzar esas metas y al mismo tiempo ofrecer condiciones para la modicidad tarifaria, está en curso en Eletronorte el proceso de detección inteligente de los transformadores y reactores, con el objetivo de permitir la detección de fallas en fase incipiente, el diagnóstico en línea del estado de la parte activo y bushing, además de la reducción de desconexiones al realizar ensayos.

Ese proceso incluye la instalación de sensores inteligentes, o DEIs, la instalación de redes de comunicación en campo y la integración de los sensores inteligentes a la red de campo. La red de campo es interconectada entonces a los sistemas computacionales Sage y DianE, permitiendo así acceder remotamente en línea a los datos de los sensores.

A partir de esos datos, los equipos de ingeniería de mantenimiento de Eletronorte podrán realizar el análisis y el cruce especializado de las informaciones, de manera que permitan el diagnóstico y pronóstico de los activos sin interrumpir la operación, mejorando así la calidad de las informaciones disponibles, optimizando los procesos y reduciendo los costos del mantenimiento de la empresa.

2.0 - DETECCIÓN CON DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES

Para garantizar la seguridad y confiabilidad operativa de un sistema eléctrico de transmisión, ONS y Aneel establecen las normas reglamentares que definen los criterios de desempeño y las penalidades por incumplimiento, lo que determina, por consiguiente, los mantenimientos periódicos y predictivos para los equipos de las subestaciones de manera a garantizar su confiabilidad para la operación.

Un estudio de Cigré [1] hizo un mapeo de los orígenes de las fallas en los transformadores, que mostró la clara importancia de monitorear no apenas la parte activa del transformador, como también equipos accesorios como los bushings.

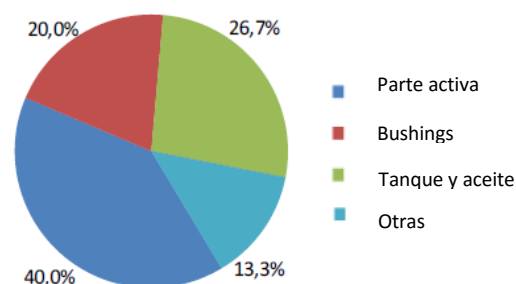


Figura 1 - La figura arriba muestra el índice de fallas en transformadores de subestación sin conmutador bajo carga

El gráfico arriba evidencia la importancia de monitorear el estado de la parte activa de los transformadores, así como sus bushings y la condición del aceite. Para eso, se hace necesario utilizar una clase especial de sensores, los Dispositivos Electrónicos Inteligentes - DEIs, capaces de digitalizar, procesar, almacenar y transmitir en redes de comunicación digitales las informaciones adquiridas en campo.

Tales sensores deben ser dispuestos en una arquitectura descentralizada y modular, para que cada uno desempeñe una función específica de forma autónoma e independiente de los demás. De esa forma, la confiabilidad y la disponibilidad del sistema aumentan, una vez que la eventual falla de un DEI no afectará el desempeño de los demás.

Dentro de lo posible, se buscó evitar la aglutinación, en un único equipo, de las funciones específicas que deben ser desempeñadas por diversos DEIs autónomos. Además de la preocupación con la confiabilidad del sistema, la arquitectura escogida para la detección lo vuelve modular al sistema, posibilitando la implantación de un sistema de monitoreo en etapas y facilitando la expansión futura de sus funciones.

2.1 Recursos de los DEIs

Dependiendo de la tarea específica que desempeña, cada sensor posee características únicas, pero, por hacer parte de un ambiente común, existe también una serie de características y recursos que deben ser comunes a todos ellos.

En primer lugar, debe haber al menos un puerto de comunicación disponible para integración de los DEIs al software de monitoreo remoto. El patrón RS-485 fue elegido por su alta inmunidad a interferencias electromagnéticas, asociada a la facilidad de instalación y bajo costo. Los protocolos Modbus y DNP3.0 fueron seleccionados por ser patrones abiertos, largamente utilizados en el mercado, de simple instalación y bajo costo.

A continuación, es necesario que los DEIs permitan almacenar las mediciones y los eventos de alarmas en una memoria de masa, pues, en el caso de que haya intermitencia en la red de comunicación, las informaciones deben ser archivadas directamente desde el DEI, permitiendo que el banco de datos permanezca íntegro después del restablecimiento de la comunicación.

El reloj interno en los DEIs es esencial para la operación de esa memoria de masa, para que las mediciones y alarmas almacenados queden registrados con fecha y hora. No deben ser utilizadas baterías para mantener el ajuste del reloj en el caso de que falte alimentación para el DEI, pues luego de algunos años estas tendrían que ser cambiadas, generando una elevada carga de trabajo para los equipos de mantenimiento y altos costos para Eletronorte.

Admitir tensión de alimentación universal (38 a 265 V ac/dc) es una característica importante de los DEIs, pues facilita pruebas o alimentación provisoria en el caso de emergencia a través de cualquier fuente disponible. En condiciones normales, todos los DEIs suministrados serán alimentados en tensión de 125 Vdc proveniente del sistema de baterías de la subestación, que

garantiza la continuidad de su operación, pero pueden suceder situaciones de excepción, y es justamente en esos periodos que obtener y almacenar datos puede ser más importante.

Finalmente, por tratarse de aparatos electrónicos complejos, es importante que DEIs tengan una función de autodiagnóstico para señalar eventuales fallas en los cables, falta de alimentación, fallas internas del propio DEI y de sensores de medición a él conectados. La función del autodiagnóstico tiene por objetivo permitir que eventuales fallas externas e internas al equipo sean detectadas y diagnosticadas, permitiendo que en la mayoría de los casos el propio usuario identifique y corrija los problemas rápidamente.

2.2 Resiliencia

Los sensores DEIs, Dispositivos Electrónicos Inteligentes, precisan realizar diversas tareas bajo condiciones adversas y permanecer funcionando con confiabilidad y practicidad. Debido a las condiciones de campo muy exigentes a la mayoría de los equipos electrónicos, los DEIs deben ser proyectados, construidos y probados específicamente para ser utilizados en el ambiente de los patios de subestación.

Así, los ensayos dieléctricos en el transformador y bushings (tensión aplicada, tensión de impulso, etc.) deben ser realizados con los DEIs completamente instalados y conectados a los transformadores, debiendo estos, así como el transformador, sobrevivir sin daños a los ensayos.

Además, todos tienen que haber sido aprobados en los ensayos de tipo mínimos descritos en la tabla a continuación:

Inmunidad a Descompensaciones (IEC 61000-4-5):

Descompensaciones fase-neutro:	1 kV, 5 por polaridad (+/-)
Descompensaciones fase-tierra y neutro-tierra:	2 kV, 5 por polaridad (+/-)

Inmunidad a Transitorios Eléctricos (IEC 60255-22-1):

Valor de pico 1 ^{er} ciclo	2,5 kV
Frecuencia:	1,1 MHz
Tiempo y tasa de repetición:	2 segundos, 400 descompensaciones/seg.
Desintegración a 50%:	5 ciclos

Tensión Aplicada (IEC 60255-5):

Tensión soportable a la frecuencia industrial	2 kV 60 Hz 1 min. contra tierra
---	---------------------------------

Inmunidad a Campos Electromagnéticos Irrradiados (IEC 61000-4-3):

Frecuencia:	26 a 1.000 MHz
Intensidad de campo:	10 V/m

Inmunidad a Perturbaciones Electromagnéticas Conducidas (IEC 61000-4-6):

Frecuencia:	0,15 a 80 MHz
Intensidad de campo:	10 V/m

Descargas Electroestáticas (IEC 60255-22-2):

Modo aire:	8 kV, diez descargas por polaridad
Modo contacto:	6 kV, diez descargas por polaridad

Inmunidad a Transitorios Eléctricos Rápidos (IEC61000-4-4):

Prueba en la alimentación, entradas y salidas: 4 kV
 Prueba en la comunicación serial: 2 kV
Ensayo Climático: (IEC 60068-2-14):
 Rango de temperatura: -40 a +85°C
 Tiempo total de la prueba: 96 horas

Respuesta a la vibración: (IEC 60255-21-1):
 Modo de Aplicación: 3 ejes (X, Y e Z), senoidal
 Amplitud: 0,075 mm de 10 a 58 Hz / 1 G de 58 a 150 Hz
 Duración: 8 min/eje

Resistencia a la vibración: (IEC 60255-21-1):
 Modo de Aplicación: 3 ejes (X, Y y Z), senoidal
 Frecuencia: 10 a 150 Hz
 Intensidad: 2 G
 Duración: 160 min/eje

Atención especial se debe tener con la temperatura máxima de operación de los DEIs, pues ellos precisan soportar sin daños, a lo largo de toda su vida útil, las temperaturas elevadas encontradas en el interior de los paneles donde serán instalados, haya visto que estos paneles están localizados en los patios de subestaciones, con temperatura del aire ambiente elevada (vea figura 2), incidencia directa del sol y sujetos a las irradiaciones de calor de los transformadores y otros equipos. La tabla a continuación ilustra, con valores aproximados, temperaturas que se pueden encontrar en el interior de los paneles en situaciones reales de Eletronorte:

Condición	Temp. aproximada
Temperatura máxima del aire ambiente (figura 2)	40 °C
Aumento de temperatura debido al aire caliente de los ventiladores y resistencia de calentamiento del panel donde está el DEI	+5 °C
Aumento de temperatura debido a la irradiación de calor del Trafo sobre el panel donde está el DEI	+10 °C
Aumento de temperatura debido a la radiación solar sobre el panel donde está el DEI	+15 °C
Margen de seguridad para evitar envejecimiento precoz de los componentes electrónicos del DEI	+10 °C
Total	80 °C

En este contexto, debemos tener en cuenta también que temperaturas elevadas llevan al envejecimiento precoz de los componentes electrónicos si la temperatura máxima de operación de los DEIs no es correctamente especificada. Como ejemplo tomamos el documento “Technical Notes for Electrolytic Capacitor” [2], del fabricante de capacitores Rubycon Corporation, que muestra como “La vida de capacitores electrolíticos de aluminio depende de la temperatura, y duplica si la temperatura baja 10 °C, con base en la Ley de Arrhenius” (traducción libre). Este principio puede ser utilizado para prever la durabilidad de aparatos electrónicos, como los DEIs, cuando sometidos a altas temperaturas, de manera similar a lo efectuado para el cálculo de vida útil de transformadores.



Figura 2 – Incluso a la sombra, la temperatura durante las pesquisas llegó con frecuencia a niveles mayores que 40 °C

En función de las informaciones arriba, fue seleccionada en la norma IEEE C37.1-2007[3]0 la clase de temperatura que más se aproxima, que es la categoría (1.a), temperatura máxima de 85 °C.

Tras definir las características comunes a todos los DEIs, es necesario estar atentos a las características específicas que un DEI debe presentar para desempeñar su función individual. Debido a la importancia de los transformadores, Eletronorte decidió iniciar su proyecto de monitoreo con sensores de temperatura, para la parte activa del transformador, y con el monitoreo en línea de bushings.

2.3 Función Específica - Temperatura

Para acompañar la parte activa del transformador, que comprende los devanados y su aislamiento, las principales grandezas a ser monitoreadas son la carga, la temperatura del aceite y las temperaturas de los devanados, pues esto permite evitar que sobrecargas y sobrecalentamientos lleven a fallas catastróficas. Además, son datos importantes para calcular la expectativa de vida útil del aislamiento de la parte activa de la máquina, ya que su deterioro es una función de la temperatura a la cual es sometida.

Aprovechando la modularidad de la arquitectura escogida, Eletronorte inició el programa de monitoreo de los transformadores instalando DEIs para medición de la temperatura. Los dispositivos escogidos presentan las siguientes funcionalidades:

- Son aplicables a reactores o transformadores, para protección térmica (funciones 26 y 49) y control del enfriamiento forzado, evitando envejecimiento acelerado del equipo.
- Poseen entradas autocalibradas para sensores Pt100, facilitando la instalación y el mantenimiento;

- Capaces de efectuar mediciones redundantes de temperatura del tope del aceite, utilizando 2 sensores;
- Poseen entrada de medición de corriente de carga con TC externo clip-on, rango universal 0-10A;
- Calculan la temperatura del punto más caliente del devanado (hot-spot);
- Controlan automáticamente hasta cuatro grupos de enfriamiento forzado, con alternancia por tiempo de operación de los grupos de manera a evitar el desgaste prematuro de un grupo específico;
- Accionan automáticamente la ventilación por porcentual de carga, enfriando el transformador preventivamente cuando la carga aumenta;
- Accionan periódicamente los grupos de ventiladores para evitar que sus partes móviles se agarroten luego de largos periodos de inactividad o que pájaros e insectos construyan nidos y colmenas sobre ellos;
- Poseen relés de trip por temperatura del aceite y devanado con doble seguridad al ser accionados, siendo controlados simultáneamente por dos microcontroladores y accionados por corriente alterna;
- Preparados para monitoreo del diferencial entre la temperatura del aceite del transformador y la del aceite conmutador bajo carga;
- Poseen por lo menos ocho relés para alarmas y trips por temperaturas del aceite y devanados, control de enfriamiento, alarma del conmutador y autodiagnóstico;
- Por lo menos, tienen dos salidas en loop de corriente mA programables, para temperatura del aceite y devanado.

Ese conjunto de funcionalidades garantiza buen seguimiento térmico del transformador, ofreciendo protección al activo y permitiendo mejor planificación del mantenimiento e inversiones.

2.4 Función Específica - Bushings

Otro sensor adoptado en el plan de monitoreo de Eletronorte fue el DEI para monitoreo de bushings. Monitorear los bushings condensivos es una buena práctica para la gestión inteligente de los transformadores, pues, aunque sean equipos accesorios relativamente baratos, la falla de un bushing puede dañar el transformador en el cual está instalado, habiendo que retirarlo de la red eléctrica, causando perjuicios mucho mayores que su valor.

Durante la operación normal de un transformador, diversos fenómenos externos pueden originar sobretensiones transitorias, como descompensaciones de maniobra e impulsos atmosféricos. Debido a la función de interfaz que desempeñan en ese equipo, los bushings son, naturalmente, los primeros a recibir esos esfuerzos en su dieléctrico.

Este hecho, asociado a las tensiones de operación normales a que son permanentemente sometidos, hace con que los bushings sean anotados en las estadísticas como uno de los principales puntos de falla en transformadores de potencia – pesquisa internacional realizada por Cigré reveló que los bushings motivan 20% del total de desconexiones forzadas y programadas en transformadores sin conmutador bajo carga en subestaciones [1].

Además, la falla del dieléctrico de un bushing es una situación de extremo riesgo para personas eventualmente próximas al equipo, debido a las astillas de porcelana proyectadas en alta velocidad, y para el transformador donde está instalado, pues la explosión de un bushing puede llevar a un incendio que cause la pérdida total del equipo, o por lo menos a un largo tiempo fuera de operación para limpieza y reparos en la parte activa.

Una vez que los bushings de alta tensión son construidos de manera capacitiva, con diversas capas aislantes intercaladas por capas conductoras, como muestra la figura abajo, la medición en línea de cambios en la capacitancia y en la tangente delta del aislamiento fase-tierra permite la detección de la gran mayoría de las fallas aún en fase incipiente [4].



Figura 3 – Representación en corte radial de un bushing capacitivo [5]

Algunos transformadores poseen una característica especial – la existencia de Dispositivos de Potencial de Bushing (DPB) conectados a los taps de los bushings – que demanda la aplicación de un sistema de monitoreo de bushings especialmente adaptado.

En aplicaciones normales, donde no existe DPB, el sistema de monitoreo es conectado directamente al tap del bushing, de manera a medir directamente la corriente de fuga del dieléctrico y así monitorear sus variaciones de capacitancia y tangente delta. Esa aplicación aparece en la figura 4 a continuación, donde se ve un adaptador conectando el TAP del bushing al sistema de monitoreo en línea.



Figura 4 – Conexión directa del sistema de monitoreo al tap de bushing al lado [5]

Ya en los bushings donde hay DPBs, el tap no puede ser utilizado para el monitoreo. Para esas aplicaciones, el proveedor debe ofrecer un sistema de monitoreo que permita una solución especial, en que las salidas de los DPBs, que tienen tensión nominal de 115V, son utilizadas para el monitoreo de los bushings.

En el caso de que las fallas en los bushings evolucionen, el sistema de monitoreo debe disponer de diversos niveles de alarma, proporcionando a la ingeniería de mantenimiento elementos para la toma de decisión cuanto a las acciones correctivas a adoptar:

- Medición de la tangente delta de los bushings, para detección de fallas en fase incipiente.
- Alarma por tendencia de evolución de tangente delta, con indicación de tiempo previsto, en días, para ocurrencia de las dos próximas alarmas.
- Alarma por tangente delta alta.
- Alarma por tangente delta muy alta.
- Medición de la capacitancia de los bushings, para detección de fallas en fase avanzada.
- Alarma por tendencia de evolución de capacitancia alta, con indicación de tiempo previsto, en días, para ocurrencia de las dos próximas alarmas.
- Alarma por capacitancia alta.
- Alarma por capacitancia muy alta.
- Medición de la corriente de fuga de los bushings, para detección de fallas con evolución rápida o muy rápida.
- Alarma por corriente de fuga de los bushings alta.
- Alarma por corriente de fuga de los bushings muy alta.

3.0 - RED DE COMUNICACIÓN

Conforme mencionado anteriormente, todos los DEIs poseen un puerto de comunicación para integración a una red de comunicación, con la finalidad de permitir la transmisión en línea de sus informaciones y la integración a un sistema computacional remoto.

El patrón de red local de comunicación escogido fue el RS-485, debido a su alta inmunidad a interferencias electromagnéticas, por operar en modo diferencial, larga distancia de transmisión (hasta 1.300 metros dependiendo de la tasa de transmisión), facilidad y bajo costo de instalación y topología descentralizada, que permite la futura integración de nuevos DEIs a la red de forma muy fácil, apenas con la conexión de dos cables.

Para esta red local, los protocolos Modbus y DNP3.0 fueron seleccionados por ser patrones abiertos, largamente utilizados en el mercado y con características que suplen de manera eficaz y con bajo costo las necesidades de un sistema de monitoreo de estado de los equipos.

Esta red local interconecta todos los DEIs en el patio de la subestación y es entonces convertida al medio físico fibra óptica para interconexión con la sala de control, donde es conectada a la red corporativa Intranet de Eletronorte por medio de conversores adecuados,

viabilizando así la transmisión remota de las informaciones a las oficinas regionales y central de la empresa.

4.0 - CONCLUSIÓN

La imagen abajo muestra un transformador 230/69kV de 30 MVA de la subestación de Nova Mutum. A la derecha están los DEIs escogidos para su monitoreo. Los sensores inteligentes para monitoreo de las temperaturas del aceite y devanados (derecha arriba) así como el monitor de bushings (derecha abajo) están instalados en el interior del panel de control de este transformador.

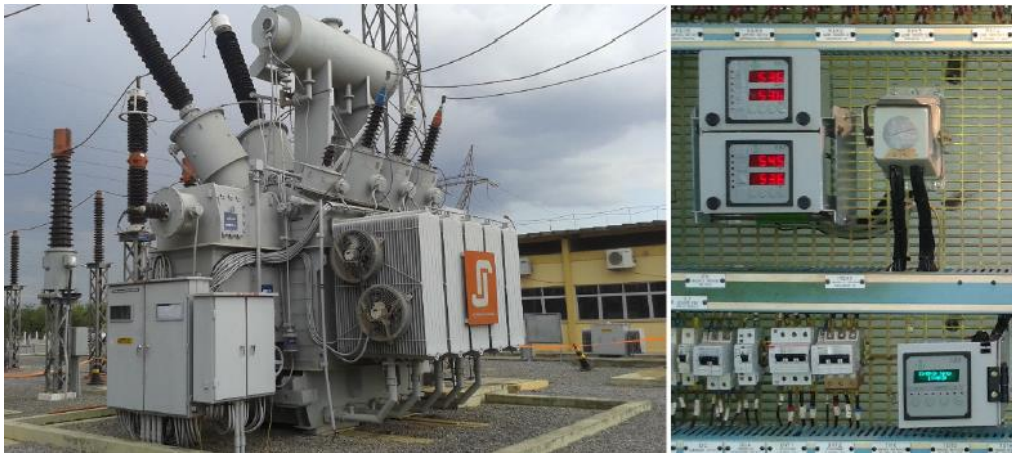


Figura 5 – Transformador en SE Nova Mutum y DEIs instalados en el interior del panel

Con apenas dos tipos de DEI, es posible monitorear componentes de los transformadores responsables por 60% de las fallas no relacionadas al conmutador. En transformadores donde elementos específicos son considerados críticos, otros DEIs fueron aplicados e integrados al sistema, como los especializados en medir la concentración de hidrógeno en el gas, regular la tensión, entre otros.

De esa manera, elegir criteriosamente los sensores inteligentes para los transformadores y reactores posibilita que Eletronorte implante modernos sistemas de monitoreo que permiten detectar el desarrollo de fallas aún en estado incipiente, colaborando con el objetivo de aumentar la disponibilidad y la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, al mismo tiempo que se promueven las condiciones para la modicidad tarifaria.

5.0 - REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Revista ELECTRA, Ref. nº 88, "An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service". Paris: CIGRE, 1983.
- [2] Referencia Rubycon – "TECHNICAL NOTES FOR ELECTROLYTIC CAPACITOR" - Capítulo 4 - <http://www.rubycon.co.jp/en/products/alumi/pdf/Life.pdf>
- [3] IEEE C37.1-2007 - IEEE Standard for Scada and Automation Systems.
- [4] Melo, Marcos A. C., Alves, Marcos, "Experiência com Monitoração On-Line de Capacitância e Tangente Delta de Buchas Condensivas", XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

[5] Eduardo Velázquez Castillo, Reinaldo A. Gonzalez Cocian, M. E. G. ALVES; Monitoração On-Line de Transformador Regulador em Itaipu na SE Margem Direita; VI WORKSPOT, FOZ DO IGUAÇU-PR, ABRIL DE 2010.