



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

Titulo del Trabajo: Diagnóstico estado actual Transformadores Principales y Autotransformadores en la CHY.

Autor/es:

Nombre y Apellido: **Ing. Luis Aguirre García, Ing. Carlos Acosta Olmedo.**

Sector Mantenimiento

Área: **Eléctrica**

Entidad Binacional Yacyretá CHY

Dirección de empresa o para contacto

Departamento Técnico.

Teléfono: (021) 325-3672

Fax: (021) 325-3668

E-mail: luis.aguirre@eby.gov.py;

carlos.acosta@eby.gov.py;

RESUMEN

El objeto de este informe es presentar un panorama general del estado actual de los Transformadores Principales y Autotransformadores utilizando como herramienta los resultados del Estudio de Diagnóstico realizados en los mismos en CHY en el segundo semestre del año 2011.

En el mismo se detallaran los datos técnicos de los Transformadores Principales y Autotransformadores, análisis de las condiciones de explotación, análisis cromatográficos, resultados de medición de descargas parciales, valoración del estado mecánico de los transformadores y sistema de refrigeración según vibraciones, análisis termográficos y gráficos en general, así como las conclusiones del estado de los mismos.

PALABRAS CLAVES

CHY (Central Hidroeléctrica Yacyretá), DP (Descargas Parciales), AKM, Temperatura Aceite.

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
 19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

1. INTRODUCCIÓN.

El presente informe está confeccionado según los datos de análisis de los resultados de los estudios y diagnósticos de 21 transformadores tipo bloque de la CHY. Estudio diagnóstico de los transformadores que realizaron los especialistas JSC«Zaporozhtransformator» (siguiente ZTR) en conjunto con el personal de mantenimiento eléctrico de la CHY para evaluar el estado técnico de los transformadores. Los trabajos de investigación de los transformadores se realizaron con el análisis de la información presentada por el personal sobre explotación de los transformadores por el periodo total de los trabajos realizados y los resultados de los ensayos profilácticos, tipos y cantidades de los trabajos de reparación, resultados de análisis de aceite en cuba de los transformadores; inspección visual de los transformadores para revelación de los defectos externos, amplios análisis fisico-químico y cromatográficos de aceite en cuba de los transformadores y autotransformadores, medición de nivel de DP en aislación de los transformadores, evaluación del estado mecánico mediante la medición de los parámetros de vibración, investigación termográfica para detectar los defectos en carácter de la elevación de temperatura, para evaluar la eficiencia del funcionamiento del sistema de refrigeramiento, medición relativo de nivel de tensión de campo magnético a lo largo de la unión de la cuba para detectar desviaciones en el sistema electromagnético.

2 PRINCIPALES DATOS TÉCNICOS DE LOS TRANSFORMADORES EXAMINADOS.

En total en CHY están instalados 21 transformadores de unidad (uno de ellos es de reserva). Los transformadores fabricados y suministrados ZTR en 1993 – 1997. Puestos en funcionamiento durante 1994 – 1998. Principales datos técnicos de los transformadores están demostrados a continuación.

Tabla 1. Principales datos técnicos.

Designación de la estación	U01 - U20, de reserva
Tipo	TDC-172500/500-T1
Numero de fabrica	151064, 151076, 151074, 151073, 151075, 152399, 152397, 152576, 152573, 152574, 152575, 154068, 154066, 154067, 154069, 154070, 155021, 155019, 155020, 155022, 152398 (de reserva)
Fabricante	ZTR. Ucrania
Cumplimiento de las normas	IEC 76-1976
La potencia nominal de los devanados AT / BT. MVA	172500/172500
La tensión nominal de los devanados AT / BT. kV	512,5 (+2,5-7,5%)/13,2
La corriente nominal de los devanados AT / BT. A	194/4356
Frecuencia. Hz	50
Numero de las fases	3
Tipo de dispositivo de conmutación	Conmutador sin carga en neutro AT tipo UR III 300-60-06-050 MD MR
Corriente sin carga. %	0,3
Perdidas sin carga. kW	110
La tensión del corto circuito Uk, %	12+10%
Perdidas de corto circuito, kW	370
Grupo de conexiones	Yn/A-5
Núcleo	De tres columnas con dos yugo laterales
El tipo y consecuencia de la disposición de los devanados sobre la barra	BT- Baja Tensión, AT - Alta Tensión
El tipo de sistema de refrigeramiento	OFAF (4 enfriadores colgantes)
Medio de protección de aceite	Membrana flexible
Medios de protección contra aumento de la presión en la cuba	2 canales auxiliares
Peso de la parte activa, t	160
Peso de aceite, t	54
Peso total de transformador, t	260

3. EL ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES DE LA EXPLOTACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.

El tiempo de explotación de los transformadores el momento de investigación compone 13-17 años, dependiendo del año de puesto en servicio.

Todos los transformadores están operando en condiciones reducidas, su carga máxima en el periodo de alta temperatura en verano no supera 85%.

Periódicamente los transformadores se sacan de servicio para hacer el mantenimiento de limpieza del espacio entre caños de refrigeradores, eliminación de fugas de aceite, ajuste de bulones en las uniones, sustitución de los indicadores de silicagel en el secador de aire etc.

De acuerdo con la información presentada por todo el periodo de explotación, no se había realizado cambio de silicagel en los filtros de adsorción.

No se utiliza el mecanismo de conmutación de transformadores, porque no se cambian las posiciones.

Periódicamente se realizan las mediciones de las características aislantes de los transformadores. En este estado de aislamiento de entradas 500 kV no se controla en el servicio.

En los últimos años marca la tendencia de aumento de concentración de gases de oxido y dióxido de carbono (CO y CO₂). La aparición de gases no ligado con recalentamiento aislamiento de devanado, porque las temperaturas máximas de aceite y devanado del transformadores, se encuentran considerablemente por debajo de los valores máximo permitidos (indicado en la tabla 2).

Tabla 2. Temperaturas máximas detectados por AKM.

Transformador	devanado AT	capas superiores de aceite	Transformador	devanado AT	capas superiores de aceite
U01	74	68	U11	75	60
U02	72	64	U12	82	60
U03	72	62	U13	73	70
U04	78	64	U14	74	80*
U05	72	61	U15	73	63
U06	72	62	U16	63	76
U07	75	51	U17	82	63
U08	76	64	U18	76	73
U09	75	63	U19	77	63
U10	88	77	U20	75	62
Valores máximo permitidos	105	95	Valores máximo permitidos	105	95

* - datos posiblemente incorrectos.

Si efectuamos una comparación, parecerá que, temperatura máxima registrada de aceite y devanado no se comparan con valor máximo de concentración de oxido y dióxido de carbón (CO y CO₂).

Al mismo tiempo durante el diagnostico se detectó que para la elevación de la tensión de la red de 500 kV, la sala de comando no cambia la posición del conmutador del transformadores, si no que aumenta la tensión en el generador un 3,8% recibiendo tensión del lado AT del transformadores del 532 kV (en la posición del conmutador +2 corresponde una tensión nominal del devanado de 512.5 kV).

La explotación de los transformadores en condiciones similares conlleva a la elevación de la temperatura de trabajo del núcleo por el aumento de pérdidas del acero en excitación. Para la determinación de la temperatura máxima de trabajo del núcleo efectuaremos el análisis compuesto por los datos del gradiente de temperatura de núcleo y las capas superiores del aceite, así mismo valores máximos registrados de temperatura de transformadores durante periodo de explotación.

De esta forma la temperatura máxima del trabajo de núcleo en dichas condiciones se espera en un rango de 80-85 °C. En esto los valores máximo pico de temperaturas del núcleo, en el periodo mas cálido, en temperatura ambiente de 45°C pueden alcanzar 90-95 °C.

Estos transformadores están llenos con aceite YPF-64. De acuerdo a los resultados de los análisis en laboratorio de ZTR con el aceite esta marca, basados en el calentamiento de muestra de aceite, tanto sin

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

participación de materiales activos (acero, cobre, aislación solida, etc.), como con su participación, ya en temperaturas de 80-100 °C, en corto tiempo de calentamiento, se observa indicios de proceso de oxidación de aceite con la generación y permanente aumento de CO y CO₂.

En los procesos de oxidación participa el oxígeno disuelto en aceite. A medida en que la concentración de oxígeno disminuye, también, disminuye la intensidad de estos procesos.

La presencia de aislación celulósica y del acero electrotécnico produce una influencia catalítica de estos procesos.

4. ANALISIS CROMATOGRÁFICO DEL ACEITE DE LAS CUBAS DE LOS TRANSFORMADORES.

Los resultados de los análisis cromatográficos de las cubas de transformadores, efectuados en el periodo del diagnóstico están indicados en la tabla 3.

Gas		Concentración de gases,				ppm				
		H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	SC _x Hy	CO	CO ₂	TDCG
Los valores fronterizos según IEC 60599 (90% nivel, revisión de datos 25 sistemas energéticos)		50-150	30-130	20-90	60-280	2-20	-	400-600	3800-14000	-
SOU-N EE 46.501-2006, Ukraine, 400-750 kV	Preventivo	50	50	20	15	0.5	75	200	1000	-
	Nivel Auxiliar	100	100	50	100	10	245	600	3000	-
Valores fronterizos según IEEE C57.104-1991. USA	Preventivo	100	120	65	50	35	-	350	2500	720
	Nivel Auxiliar	>1800	>1000	>150	>200	>80	-	>1400	>10000	>4630
Transformador, fecha de selección	GA	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	SC _x Hy	CO	CO ₂	TDCG
U01, 09.05.2011	2,6	Aus.	12	2	3	Aus.	17	523	6721	540
U02, 09.05.2011	3,2	Aus.	15	5	Aus.	Aus.	20	314	5036	334
U03, 09.05.2011	2,3	Aus.	37	5	Aus.	Aus.	42	204	5989	246
U04, 09.05.2011	2,5	Aus.	20	4	Aus.	Aus.	24	297	5282	321
U05, 09.05.2011	6,8	Aus.	24	5	Aus.	Aus.	29	868	6694	897
U06, 09.05.2011	5,3	Aus.	24	6	2	Aus.	32	1737	6960	1769
U07, 09.05.2011	5,0	9	20	6	2	Aus.	28	1552	7102	1589
U08, 09.05.2011	4,1	Aus.	28	5	Aus.	Aus.	33	981	9206	1014
U09, 09.05.2011	5,0	11	20	6	Aus.	Aus.	26	913	6479	950
U10, 09.05.2011	4,8	Aus.	24	5	Aus.	Aus.	29	1137	10092	1166
U11, 17.05.2011	5,0	Aus.	23	5	Aus.	Aus.	28	1208	7957	1236
U12, 17.05.2011	4,9	Aus.	18	3	Aus.	Aus.	21	861	7209	882
U13, 17.05.2011	4,6	Aus.	21	4	Aus.	Aus.	25	886	9335	911
U14, 17.05.2011	4,7	Aus.	27	4	Aus.	Aus.	31	872	8415	903
U15, 17.05.2011	4,5	Aus.	24	5	Aus.	Aus.	29	925	7502	954
U16, 17.05.2011	4,1	24	22	6	1	Aus.	29	811	5334	864
U17, 17.05.2011	4,0	19	39	12	12	Aus.	63	954	8246	1036
U18, 17.05.2011	4,7	Aus.	27	4	Aus.	Aus.	31	898	8528	929
U19, 17.05.2011	4,7	Aus.	22	4	2	Aus.	28	871	6227	899
U20, 17.05.2011	4,5	11	24	3	Aus.	Aus.	27	986	8094	1024

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

Gas		Concentración de gases,				ppm				
		H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2	SCxHy	CO	CO2	TDCG
Los valores fronterizos según IEC 60599 (90% nivel, revisión de datos 25 sistemas energéticos)		50-150	30-130	20-90	60-280	2-20	-	400-600	3800-14000	-
SOU-N EE 46.501-2006, Ukraine, 400-750 kV	Preventivo	50	50	20	15	0.5	75	200	1000	-
	Nivel Auxiliar	100	100	50	100	10	245	600	3000	-
IEEE C57.104- 1991. USA	Preventivo	100	120	65	50	35	-	350	2500	720
	Nivel Auxiliar	>1800	>1000	>150	>200	>80	-	>1400	>10000	>4630
Autotransformador, fecha de selección	GA	H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2	SCxHy	CO	CO2	TDCG
LPI, 17.05.2011	1,4	9	6	1	1	Aus.	8	417	2981	434
LP2, 09.05.2011	2,0	9	17	4	2	Aus.	23	184	1382	216

Nota:- GA – contenido general de gases de aire (O2 + N2), %;

- Aus. – el gas no fue determinado por el cromatografía;

- en negrita están marcados los valores de gases combustibles que superan los valores fronterizos según IEC 60599 y valores GA que superan la norma de uso general 4% para los transformadores herméticos, los que se encuentran en explotación.

- ΣC_xH_y – suma de los gases hidrocarburos (CH₄, C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂).

De acuerdo a los datos indicados más arriba, en los transformadores, U05-U20, en los cuales se observa un alto nivel de gases de aire mayor a 4%, se observa una concentración elevada de (CO y CO₂). Por cuanto, los transformadores se explotan en las mismas condiciones (similares temperaturas y regímenes de la carga), la aparición de estos gases en el aceite seguramente se debe a procesos termo oxidantes intensivos durante el calentamiento de núcleo hasta 80-95 °C y existencia de oxígeno libre (O₂). Relacionar la resistencia de gases CO y CO₂ con calentamiento de los devanados, en este caso, es incorrecto, por cuanto en las primeras relaciones de estos gases (CO₂/CO) se encuentra dentro de lo tolerable (3-20), y en los otros no existe una relación directa entre las temperaturas máximas de los devanados y AT y la concentración de estos gases.

5. RESULTADOS DE LAS MEDICIONES DE LA INTENSIDAD DE LAS DESCARGAS PARCIALES POR EL MÉTODO ELÉCTRICO.

Durante el diagnóstico fue efectuada la revisión del estado de sistema aislante de los transformadores con la medición de características de (DP), en cargas de 72-80% de la nominal, y tensión 1,04U_{nom}.

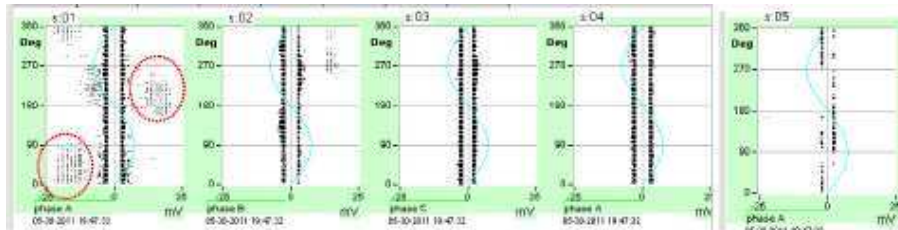
Tabla 5. Los resultados de las mediciones de intensidad de DP en aislación de transformadores.

Transformador, régimen de ensayo (tensión, Taceite, pos. del CBC)	Nivel máximo de DP, pC				
	Fase "R" 500 kV	Fase "S" 500 kV	Fase "T" 500 kV	"Neutro" 500 kV	Tierra de la cuba
U01, U _{A1} =528kV, Taceite=54°C, Tap +2	47	72	67	30	67
U02, U _{A1} =528kV, Taceite=54°C, Tap +2	32	55	28	37	18
U03, U _{A1} =528kV, Taceite=48°C, Tap +2	181	51	46	44	22
U04, U _{A1} =528kV, Taceite=53°C, Tap +2	46	47	42	31	15
U05, U _{A1} =528kV, Taceite=54°C, Tap +2	38	43	38	28	38
U06, U _{A1} =528kV, Taceite=50°C, Tap +2	38	33	42	44	38
U07, U _{A1} =528kV, Taceite=48°C, Tap +2	46	39	42	67	42
U08, U _{A1} =528kV, Taceite=48°C, Tap +2	35	36	32	34	21
U09, U _{A1} =528kV, Taceite=52°C, Tap +2	50	66	50	67	16
U10, U _{A1} =528kV, Taceite=57°C, Tap +2	35	72	38	62	59
U11, U _{A1} =528kV, Taceite=54°C, Tap +2	64	85	42	28	15

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

U12, $U_{AT}=528kV$, Taceite= $54^{\circ}C$, Tap +2	35	66	32	52	15
U13, $U_{AT}=528kV$, Taceite= $58^{\circ}C$, Tap +2	54	78	35	31	30
U14, $U_{AT}=528kV$, Taceite= $56^{\circ}C$, Tap +2	30	43	32	31	15
U15, $U_{AT}=528kV$, Taceite= $57^{\circ}C$, Tap +2	38	51	38	28	18
U17, $U_{AT}=528kV$, Taceite= $54^{\circ}C$, Tap +2	42	55	42	31	15
U18, $U_{AT}=528kV$, Taceite= $57^{\circ}C$, Tap +2	32	36	50	76	15
U19, $U_{AT}=528kV$, Taceite= $57^{\circ}C$, Tap +2	32	36	38	28	15
U20, $U_{AT}=528kV$, Taceite= $53^{\circ}C$, Tap +2	27	33	32	34	15
Valores correspondientes a transformadores en servicio según normas internas de ZTR.	< 500 pC - estado normal 500 - 1000 pC - requiere análisis > 1000 pC - defectuoso				

Durante la medición de la U03 se detectó la exigencia de una fuente externa de descargas, del lado del generador fase "R" (teniendo síntomas de chispeo en potencial flotante o contactos defectuosos), no está relacionado con el estado de la aislación interna del transformador. Lo confirma el hecho que las señales de descargas, registrados en los oscilogramas, difieren de la tensión de 500 kV en 180° (ver dibujo 4). Los valores absolutos de las descargas parciales instantáneas registradas en el sistema aislante de los restantes transformadores son menores a 100 pC, lo que corresponde a un estado normal. El análisis detallado de los oscilogramas resultantes de los señales de DP y ruidos, así mismo, confirman la inexistencia de fuente de las DP en el sistema aislantes de los transformadores.



No se detectaron, en el sistema aislante de los transformadores fuentes peligrosas de DP en desarrollo.

Durante las mediciones en el transformador U03 se registraron los impulsos de descargas externos, las señales de los cuales llegan a transformador desde el lado de generador.

De los resultados de las mediciones de intensidad de DP en aislación de los autotransformadores no se detectaron en el sistema aislante fuentes peligrosas de DP en desarrollo.

6. EVALUACIÓN DEL ESTADO MECÁNICO DE LOS TRANSFORMADORES Y SISTEMA DE REFRIGERAMIENTO SEGÚN LOS RESULTADOS DE MEDICIONES DE VIBRACIONES.

El nivel de compactación del devanado se evaluaba por afuera de transformadores según los resultados de medición de características vibratorias y su distribución en cuba.

En el transcurso de las mediciones de registraban siguientes características de vibraciones: vibro aceleración, vibro velocidad, vibro movimiento y espectro de vibro aceleraciones. Mas considerados de estos datos, son: vibro aceleración, que caracteriza la fuerza del impacto de los elementos vibratorios en la cuba; vibro movimiento, demostrando las cargas vibratorias en la cuba y espectro de vibro aceleración, el que permite separar las vibraciones, causado por desajuste de núcleo y devanado.

Se considera alto el nivel de vibración, medidos en el transformador U01($11,5 \text{ m/seg}^2$) y U18($12,2 \text{ m/seg}^2$). Los valores de vibro características medidas, superan los valores fronterizos en el posicionamiento de los devanados, reglamentado por ZTR. **< 10 m/seg².**

Se diagnostica la disminución del ajuste de los devanados en los transformadores U01 m U18. El nivel de vibración medido en la zona de ubicación de los devanados supera el valor límite reglamentado por ZTR.

La explotación de los transformadores con los devanados desajustados, sobreentiende disminución de la reserva de su rigidez electrodinámica en cortocircuito. Se recomienda planificar en la primera parada posible la realización del ajuste de todos los devanados de los transformadores U01 y U18, con una tensión considerando el nivel de desgaste de aislación. Además de ellos corresponde

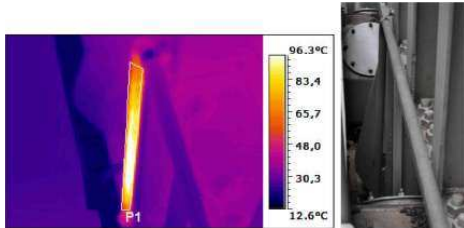
X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

controlar el estado mecánico de las partes interiores (elementos de fijación de yugos, fijación de barras) por un posible debilitamiento debido a las fuertes vibraciones.

En los transformadores U02, U03, U08, U09, U13, U18 y U19 algunas bombas y ventiladores tienen un alto nivel de vibración, indicativo del desgaste de cojinetes o asiento de los mismos, requiriendo una inspección de los mismos. La lista completa está indicada en la tabla 14 y más abajo en el mapa de defectos.

7. RESULTADOS DE ANÁLISIS DEL ESTUDIO TERMOGRÁFICO.

El estudio termográfico incluía la inspección de todos los sectores accesibles de los transformadores con el objeto de la detección de defectos de carácter térmico, evaluación de la efectividad de funcionamiento del sistema de enfriamiento, así mismo, capacidad de trabajo de algunos sectores.



En el transcurso del estudio termográfico, en todos los transformadores se detectó un calentamiento de las barras terciarias de los TI 13,2 kV, por su ubicación en una zona de campo magnético no compensado, entre dos fases de ductos. En el transformador U10 este defecto fue eliminado disponiendo los conductores por debajo de la cuba, en la zona de acción mínima de campo magnético.

Corresponde efectuar una reconstrucción análoga en los demás transformadores.

Además, se recomienda efectuar la modernización en los enfriadores con la instalación de pantallas especiales y cierres para una rápida y cómoda apertura de los difusores para una limpieza periódica del espacio intertubular. Por los resultados del estudio térmico actual, en la mitad de los transformadores (U01, U02, U04, U05, U08, U09, U13, U15, U17, U19) se detectó una disminución de la efectividad de trabajo del sistema de enfriamiento, relacionados con el ensuciamiento del espacio intertubular.

Uno o ambos filtros de absorción instalados en los transformadores U01, U02, U03, U05, U07, U08, U09, U10, U14 y U20, no cumplen sus funciones, precisando es inexistente o disminuido en un 50% el flujo de aceite. Para el reacondicionamiento de los filtros a un estado normal se recomienda cambiar el absorbente en juntas.

En el tablero del transformador U04 se detectó un calentamiento de un contacto de ajuste de un conductor de una de las fases del interruptor de cambio de régimen de trabajo del sistema de enfriamiento. Se detectaron calentamientos en los relés de comando del sistema de enfriamiento en los restantes transformadores.

Se detectaron defectos en los tableros relacionados con el calentamiento de los elementos de comando del sistema de enfriamiento. Ellos exigen una eliminación urgente por cuanto una desconexión no planificada del sistema de enfriamiento conllevará a la desconexión del transformador.

8. CONCLUSIONES SOBRE EL ESTADO TÉCNICO DE LOS TRANSFORMADORES.

Por los resultados de los diagnósticos efectuados, el estado actual de todos los transformadores se evalúa como satisfactorio, y al mismo tiempo, exigible de toma de medidas para un alto nivel de confiabilidad en la explotación futura.

El volumen de trabajo de diagnóstico permitió detectar las siguientes observaciones de explotación, defectos, e insuficiencias:

1. Los transformadores se explotan en condiciones de elevación de tensión del lado de generador en un 3,8% (532 kV del lado de AT en tensión nominal del devanado de AT de transformadores 512,5 kV aunque este régimen de trabajo de los transformadores en cargas menores a las nominales se considera como permitido, conlleva a la elevación de pérdidas en el núcleo por excitación y una elevación de termo

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

generación. En estas condiciones, en el aceite de llenado de transformadores marca YPF-64, tiene propiedades de generación de gases, con la existencia de oxígeno libre y temperatura máxima de núcleo 80-85 °C, en periodo caluroso de verano, se produce la activación de procesos termo oxidantes con la generación de gases CO y CO₂. No se utilizan los conmutadores instalados en los transformadores que permiten sin daño para los transformadores elevar el nivel de tensión en la red de 500 kV. Se recomienda insistentemente disminuir la excitación del núcleo con la disminución de tensión, del lado de generador, hasta valores nominales. De ser indispensable la elevación de tensión de alimentación de red de 500 kV - utilizar el conmutador instalado en los transformadores. Por cuanto, anteriormente, el conmutador no se utilizaba corresponde la limpieza de sus contactos. Además para la disminución de la concentración de gases disueltos en el aceite corresponde su desgasificación comenzando por los transformadores de mayor concentración de gases y cambio de los diafragmas flexibles.

2. En los transformadores U01 y U18 se pronostica un debilitamiento de la tensión de prensado de los devanados. La disminución del prensado de los devanados presupone la disminución de su rigidez electrodinámica a las corrientes de cortocircuito, lo que eleva la posibilidad de su deformación en un régimen de trabajo incorrecto. Además, el alto nivel de vibraciones actúa negativamente sobre la integridad de las costuras de la soldadura de la cuba generando pérdida de aceite. Corresponde efectuar el prensado de los devanados tales transformadores, el tiempo más próximo posible, con la dirección de un supervisor ZTR, e inspeccionar el estado mecánico de los elementos de fijación internos.

3. En todos los transformadores, en el exterior, se detectó un calentamiento local de los conductores de la barra de TI de 13,2 kV, por su disposición en la zona de descompensación del campo magnético entre ambas fases de barras. En estas temperaturas de calentamiento (90-110 °C) no se excluye el daño de los conductores. Así mismo es posible un incorrecto trabajo de las protecciones y cálculo energético llevando al daño de aislación y cortocircuito de los conductores.

En el transformador U10 este defecto fue eliminado con la reconstrucción del tipo de instalación de los conductores en la parte inferior de la cuba, en la zona de actuación mínima del campo magnético. Corresponde efectuar una reconstrucción igual a los restantes transformadores.

4. Prácticamente en los 50% de los transformadores está reducida la efectividad de funcionamiento de sistema enfriamiento, debido a la contaminación de espacio entre los caños de enfriadores (transformadores U01, U02, U04, U05, U08, U09, U13, U15, U17, U19). Es necesario realizar la limpieza del sistema de enfriamiento de los mismos transformadores con el chorro directo de agua a presión a 6 atm. Se recomienda efectuar la modernización del sistema de enfriamiento para mejorar la efectividad y facilidad de la limpieza periódica. Los filtros de adsorción instalados en los transformadores U01, U02, U03, U05, U07, U08, U09, U10, U14 y U20, no están cumpliendo con sus funciones y el flujo del aceite está ausente o reducido a 50%. Se recomienda cambiar sorbent-selicagel en los filtros para recuperar su estado de funcionamiento. Se ha detectado un aumento de temperatura en los relés de control de sistema enfriamiento en la mayoría de los tableros de control. Es importante eliminar al tiempo los defectos en el tablero de control y remplazar por los elementos de larga duración de vida, porque fallas en el sistema de enfriamiento pueden causar la baja de servicio de transformador. El listado total de los defectos encontrados en el tiempo de investigación y las recomendaciones de su eliminación, se encuentra en «mapa de defectos». Es necesario una vez por 3 años realizar las mediciones de las características aisladoras, para el aumento de nivel de seguro funcionamiento de los transformadores al futuro (tg5, C, R60) aisladores de 500 kV, cada año realizar el análisis de aceite en los transformadores a nivel de existencia de SF₆ controlar los cambios de indicación de los manómetros instalados en los ductos y bridas de los aisladores de 500 kV. Recomendamos acciones de control de estado del transformador de reserva, una vez por año efectuar el análisis físico-químico del aceite de transformador, en el caso de la aparición de señales de humedecimiento o aumento de concentración de gases de aire, realizar desgasificación y secado de aceite; una vez por 3 meses realizar la inspección externa; de aparecer pérdidas de aceite, eliminarlas con un ajuste adicional de la junta de reserva.



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

**X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012**

9. CONCLUSIONES SOBRE EL ESTADO TECNICO DE LOS AUTOTRANSFORMADORES.

Por los resultados de los diagnósticos efectuados, por la explotación de 15-17 años, el estado actual de todos los autotransformadores se evalúa como satisfactorio.

Con la meta de mantener el nivel necesario de estabilidad de funcionamiento de los autotransformadores, se recomienda tomar siguientes medidas de mantenimiento: Cambiar los relés, con alta temperatura en el tablero de control del sistema de enfriamiento. Examinar la posibilidad de modernización e instalación de los relés más potentes y con más durabilidad. Anualmente realizar el análisis de aceite en los autotransformadores a nivel de existencia de gas SF₆ y controlar los cambios de indicación de los manómetros instalados en los ductos y bridas de los aisladores. En el momento de cada mantenimiento anual preventivo, corresponde, limpiar los contactos de las películas de oxidación por el método de varios recorridos del contactor (no menos de 20 ciclos). Cada 3 años realizar las mediciones de aislación de los aisladores 500 y 220 kV, para evaluar el estado de aislación. En la primera oportunidad posible cambiar las válvulas mariposas, instalados en el autotransformador LP2, por el desgaste de la juntas de válvulas aparecieron las perdidas de aceite. Para la elevación de la efectividad de sistema de enfriamiento, así mismo, facilitando su limpieza periódica de los enfriadores se recomienda efectuar la modernización para una fácil y sencilla apertura de difusores.

Bibliografía.

- [1] Manual de Operación y Mantenimiento. Transformadores y Autotransformadores. ZTR.
- [2] Informe Técnico de Inspección General ZTR.
- [3] Material archivo Mantenimiento Eléctrico Central Hidroeléctrica Yacyretá.
- [4] Planos conforme a Obra Contrato YE9