



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

VIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

EXPERIENCIA DE LA ITAIPU BINACIONAL EN EL RETROFIT DE LAS PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 KV

Ing. Charles Robert Santacruz

División de Mantenimiento Electrónico – SMME.DT

Itaipu Binacional

Central Hidroeléctrica de Itaipu

charlesr@itaipu.gov.py

+595-61-599-2714

Ing. Sergio Mauricio Franczak

División de Ing. de Mant. Electrónico – SMIN.DT

Itaipu Binacional

Central Hidroeléctrica de Itaipu

franzak@itaipu.gov.br

+595-61-599-3489

1. RESUMEN:

La Itaipu es responsable de entregar la energía producida en la central hasta los puntos de conexión con el Sistema Interconectado. En el lado paraguayo, la conexión se realiza en la Subestación Margen Derecha, situada dentro del área de la Central de Itaipu. En el lado brasileño, la conexión se localiza en la Subestación de Foz de Yguazú, de propiedad de Furnas.

La transmisión de la energía hasta los centros de consumo es de responsabilidad de la ANDE (Administración Nacional de Electricidad), en Paraguay, y de Furnas Centrales Eléctricas, en Brasil. El sistema de transmisión de la Itaipu Binacional está dividido en dos sectores a saber, el sector de 60Hz y el sector de 50 Hz. En el sector de 50 Hz existen seis líneas de transmisión en 500 kV; siendo dos entre la Casa de Máquinas y la Subestación Margen Derecha, con cerca de 2 km de extensión, dos entre la Central y la Subestación Foz de Yguazú, con cerca de 10 km, y dos entre las Subestaciones Margen Derecha y Foz de Yguazú, con cerca de 8 km. En el sector de 60 Hz son cuatro líneas de transmisión en 500 kV, cada una con cerca de 10 km, que conectan a la Planta con la Subestación Foz de Yguazú.

Siendo un emprendimiento binacional, las líneas de transmisión son de vital importancia tanto para el mercado paraguayo como para el brasileño, ya que a través de ellas no solamente se conectan físicamente los sistemas eléctricos del Paraguay y del Brasil, sino también se suministra aproximadamente el 95% del consumo energético paraguayo y 25% del brasileño. Por tal motivo, las protecciones con que cuentan estas líneas de transmisión deben estar apoyadas en técnicas ampliamente consagradas. Además, la importancia estratégica y las peculiaridades comerciales de la energía generada por la Itaipu son muy complejas, y siendo así, no se puede hablar de problemas adicionales oriundos de la protección de los componentes más expuestos a los cortocircuitos: “las líneas de transmisión”. Luego, la confiabilidad de la protección adquiere una dimensión sin precedentes cuando se tiene en cuenta que en cada sector, 50 y 60 Hz, se puede llegar a transmitir 7000 MW.

Este **trabajo tiene por objetivo** presentar las experiencias adquiridas por los especialistas de la Itaipu Binacional durante todo el proceso de implementación del nuevo sistema de protección (concepción, proyecto, ensayos en fábrica, ensayos de modelo, problemas encontrados – “desafíos” y soluciones adoptadas – “lecciones aprendidas”).



2. PALABRAS CLAVES

Retrofit
Sistemas de Protección
Líneas de Transmisión de 500 kV
Ensayos en fábrica
Ensayos de modelo
IED (Intelligent Electronic Device)
RTDS (Real Time Digital Simulator)

3. MOTIVOS QUE IMPULSARON LA EJECUCIÓN DEL RETROFIT DE LAS PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 KV

El principal factor considerado para el Retrofit fue la obsolescencia del actual sistema, que se encuentra con más de 20 años de servicio. Considerando la coyuntura presentada en el ítem 1 arriba, fue naturalmente necesaria la puesta en marcha del retrofit del sistema de protección de las líneas de transmisión de 500kV, llegando la hora de que el mismo pase la posta a la nueva generación de sistemas de protección.

Por otro lado, ya desde hace unos años, la Itaipu se encuentra implementando políticas de renovación de personal, entonces el retrofit de los sistemas representa una opción atrayente teniendo en cuenta que los nuevos técnicos acompañaran desde el inicio, todo el proceso de implementación de las nuevas protecciones, lo cual minimiza el impacto de la pérdida de técnicos con conocimiento experto de los sistema antiguos.

También mediante el retrofit, se buscó aumentar la confiabilidad del sistema de protección ya que se contará con equipos modernos, piezas de repuesto y soporte técnico disponible en el mercado.

Por último, los sistemas de protección basados en nuevas tecnologías presentan ventajas y aspectos atractivos tales como:

- Facilidad de obtención remota de oscilografías y secuencia de eventos.
- Versatilidad para crear y alterar lógicas de control y protección utilizando herramientas avanzadas de software.
- Disponibilidad para una fácil implementación de esquemas de control entre diversos IED's conforme la norma IEC61850.
- Acceso remoto a todos los parámetros de configuración de cada uno de los IED's a través de una estación de ingeniería.

4. BREVE DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN A IMPLEMENTAR

Los Sistemas de Protección de las líneas de 500kV de Itaipu fueron proyectados de tal manera que cada una de las mismas posea dos sistemas de protección independientes, denominados “Protección Principal y Protección Alternada”.

Cada Sistema es capaz de realizar todas sus funciones de protección, inclusive con el otro fuera de operación. Por tanto, fueron adoptadas las siguientes orientaciones en el proyecto:

- Utilización de IEDs independientes para cada protección ;
- Utilización de fuentes de alimentación DC independientes para cada protección ;
- Utilización de núcleos de TC's y TP's diferentes para cada protección ;
- Utilización de 2 canales independientes de comunicación para cada IED.
 - 1 canal vía una Fibra óptica subterránea
 - 1 canal vía una Fibra óptica aérea (OPGW)

4.1. CONSTITUCIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LINEAS DE 500 kV

Las protecciones Primaria y Alternada son constituidas cada una, por un IED RED 670 de la ABB con las siguientes funciones de Protección :

- Una función de protección de distancia (21), capaz de detectar defectos trifásicos, bifásicos y monofásicos ;
- Una función de sobrecorriente de tierra (67N), capaz de detectar defectos fase tierra en la dirección de la línea protegida.
- Una función de protección diferencial (87L), segregada por fase operando en un arreglo master_master, a través de canales pilotos ópticos.
- Una función de protección Falla de disyuntor (50BF) para cada disyuntor del vano.

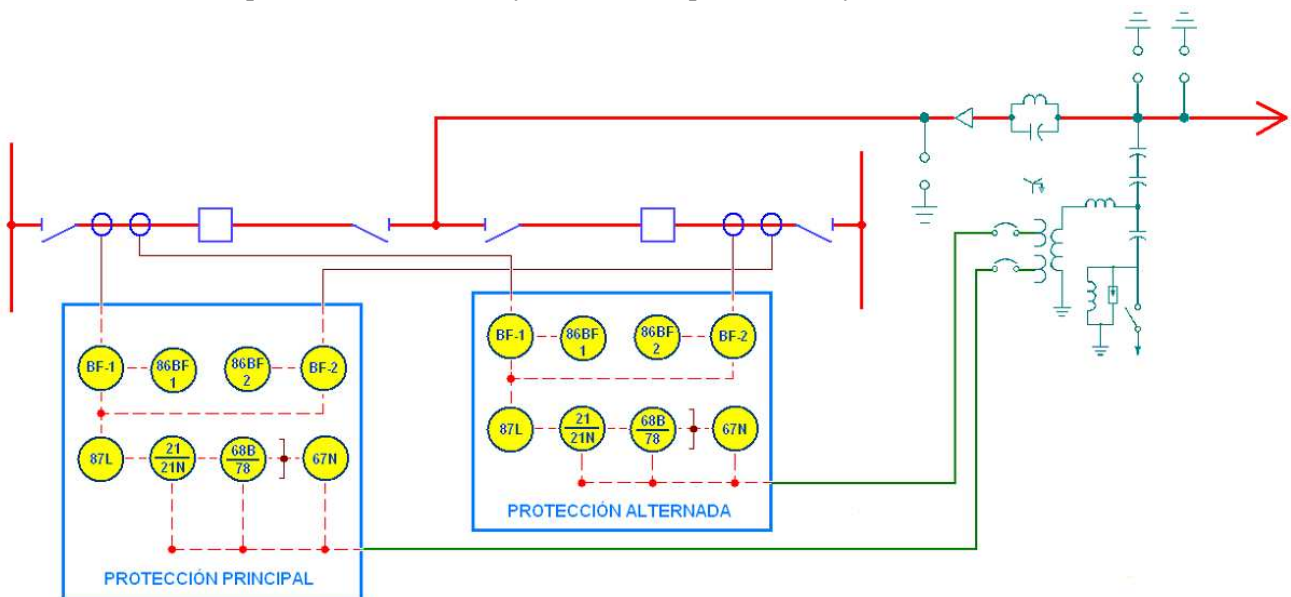


Figura 1 – Esquema básico del nuevo sistema de protección

5. TÓPICOS RELEVANTES Y LECCIONES APRENDIDAS

5.1. PROTECCIÓN DE CORRIENTE DIFERENCIAL DE LÍNEA (87L)

La Protección Diferencial implementada posee un sistema **discriminador de falla de secuencia negativa**, el cual realiza un análisis de la dirección de los fasores de corriente de secuencia negativa para evaluar si el defecto se encuentra dentro de la zona protegida o fuera de ella conforme la **figura 2**.

La corriente de secuencia negativa aparece durante todos los tipos de falla y también durante un periodo transitorio de la falla Trifásica, siendo que el punto de la falla servirá como una fuente de secuencia negativa. A partir de esto puede tomarse la decisión de bloqueo o disparo efectivo conforme las siguientes consideraciones:

- Si dos corrientes de secuencia negativa fluyen en la misma dirección, la falla es externa.
- Si dos corrientes de secuencia negativa fluyen en direcciones opuestas, la falla es interna.

Así, el procesamiento es realizado de tal forma que el ángulo de fase de la suma de las corrientes de secuencia negativa del terminal local es comparado con el ángulo de fase de la suma de todas las corrientes de secuencia negativa del terminal remoto. Ángulos de 0 grados indican fallas internas y 180 grados, fallas externas.

La Protección Diferencial implementada **también posee las funciones de restricción del 2° y 5° armónico**, bloqueando la actuación de la función 87 en la energización del trafo (2° Armónico – Corrientes Inrush) y durante rechazos de carga y otras condiciones de operación, donde el transformador puede ser sometido a formas de onda distorsionadas, compuestas por armónicos impares (5° armónico) haciendo que el transformador presente una característica no lineal, lo que hace surgir corrientes diferenciales no nulas y, consecuentemente, la sensibilización de la protección diferencial de una forma no deseada.

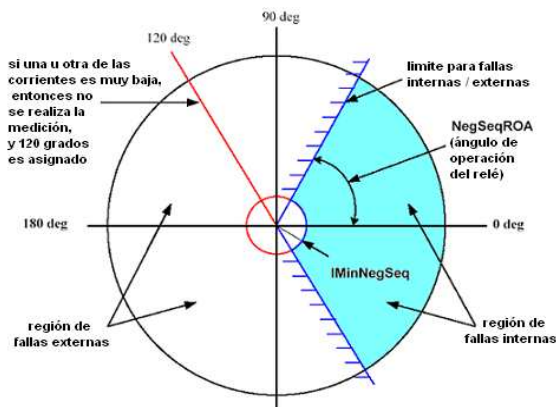


Figura 2 - Ubicación de los fasores en función a la posición del punto de Falla

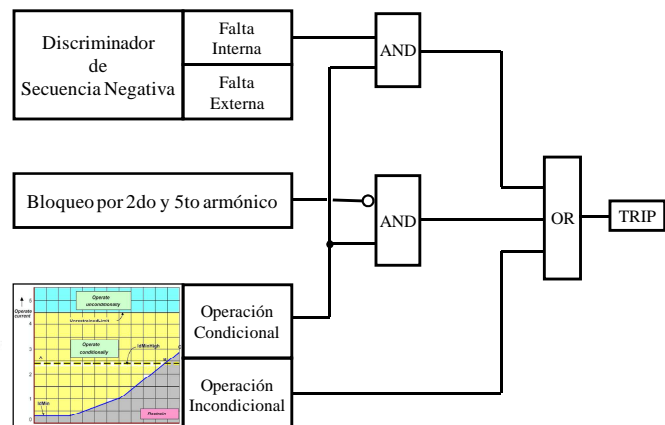


Figura 3 - Protección Diferencial – Lógica de operación

5.2. PROTECCIÓN DE DISTANCIA 21/21N

La protección implementada emplea la técnica del esquema completo de medición, el cual suministra una mayor rapidez de operación en comparación con los esquemas de conmutación que en su mayoría utiliza un elemento inicial para seleccionar correctamente voltajes y corrientes y la actualiza dependiendo del tipo de falla. Cada zona de protección de distancia se comporta como un independiente relé de protección de distancia con seis elementos de medición.

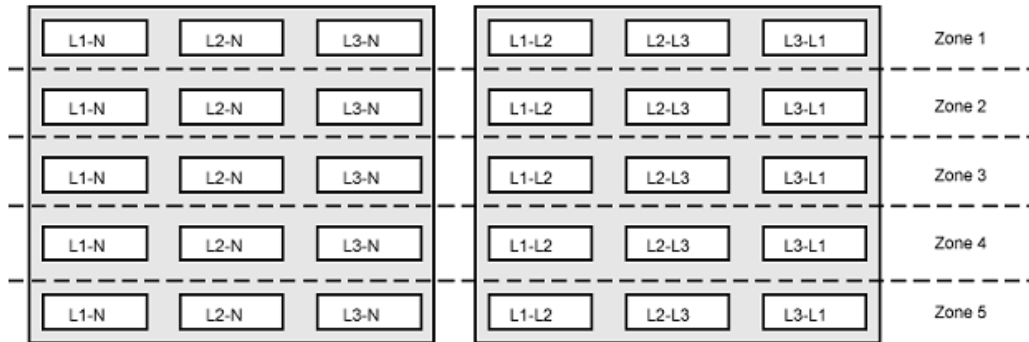


Figura 4 - Las diferentes mediciones de loops de falla fase-tierra y fase-fase

Los elementos de medición reciben informaciones de corriente y tensión del conversor A/D para cada uno de los seis loops de falla supervisados, los valores muestreados de tensión (U), corriente (I) y alimentan un filtro recursivo de Fourier. El filtro suministra dos valores ortogonales para cada entrada. Estos valores están relacionados con la impedancia de loop de acuerdo con la ecuación:

$$\bar{U} = R \cdot \bar{i} + \frac{X}{\omega_0} \cdot \frac{\Delta \bar{i}}{\Delta t}$$

O en notación compleja

$$\text{Re}(\bar{U}) = R \cdot \text{Re}(\bar{I}) + \frac{X}{\omega_0} \cdot \frac{\Delta \text{Re}(\bar{I})}{\Delta t} \quad \text{Im}(\bar{U}) = R \cdot \text{Im}(\bar{I}) + \frac{X}{\omega_0} \cdot \frac{\Delta \text{Im}(\bar{I})}{\Delta t} \quad \omega_0 = 2 \cdot \pi \cdot f_0$$

Donde

Re designa la componente Real de la corriente y tensión
Im designa la componente Imaginaria de la corriente y tensión
f0 designa la frecuencia nominal del sistema

El algoritmo calcula los valores Rm de la resistencia y Xm de la reactancia conforme las ecuaciones:

$$R_m = \frac{\text{Im}(\bar{U}) \cdot \Delta \text{Re}(\bar{I}) - \text{Re}(\bar{U}) \cdot \Delta \text{Im}(\bar{I})}{\Delta \text{Re}(\bar{I}) \cdot \text{Im}(\bar{I}) - \Delta \text{Im}(\bar{I}) \cdot \text{Re}(\bar{I})} \quad X_m = \omega_0 \cdot \Delta t \cdot \frac{\text{Re}(\bar{U}) \cdot \text{Im}(\bar{I}) - \text{Im}(\bar{U}) \cdot \text{Re}(\bar{I})}{\Delta \text{Re}(\bar{I}) \cdot \text{Im}(\bar{I}) - \Delta \text{Im}(\bar{I}) \cdot \text{Re}(\bar{I})}$$

Los valores Rm y Xm son actualizados para cada muestra y comparados con el alcance ajustado para cada zona.

Un contador adaptativo de disparo contabiliza el número veces que los valores Rm y Xm entran dentro de la zona ajustada, para la toma de decisión de liberar el disparo, esto efectivamente remueve cualquier influencia de errores introducidos en la medida.

5.3. TRANSIENT BLOCKING

Si líneas paralelas son conectadas en barras comunes en ambos terminales, esquemas de comunicación de sobre-alcance permisivo pueden provocar TRIPs indeseados debido a corrientes reversas. Esta falta de seguridad puede provocar la pérdida total de la interconexión entre las barras. Para evitar este tipo de disturbio una lógica de bloqueo utilizando la medida de corriente reversa es utilizada (transient blocking logic). Básicamente esta lógica consiste en la utilización de la Partida Reversa de la Protección para activar el bloqueo. Cuando la Zona Reversa es detectada una señal temporizada en el drop-out bloquea el disparo hasta el reset de la señal de recepción de la tele-protección. **Ver figura 5.** Suponer que el terminal A posee una generación superior al terminal B.

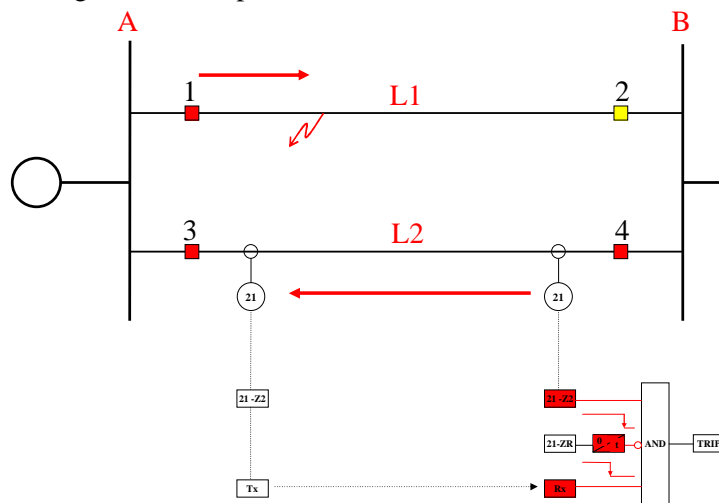


Figura 5 – Esquema de Transient Blocking

5.4. PROTECCIÓN DIRECCIONAL DE TIERRA 67N

La función 67N tiene por objetivo la detección de defectos fase-tierra, siendo un back-up para las protecciones de distancia que pueden no ser sensibilizadas para fallas con elevada resistencia. El esquema de teleprotección utiliza la comparación direccional con el Trip liberado por la partida de la función y la recepción de desbloqueo del terminal remoto. La señal de desbloqueo enviado es accionado por la partida direccional hacia el frente de la protección de cada terminal.

En el caso de transformadores en paralelo existe además el riesgo de que aparezcan corrientes conocidas como Sympathetic Inrush Current. Si uno de los transformadores está en funcionamiento y un segundo transformador paralelo es conectado al sistema (**Ver figura 6**), la corriente residual podrá ser significativa. Para este caso la estabilidad podrá ser garantizada a través de un recurso específico del IED activado vía configuración (parámetro BlkParTransf=On), el cual forma parte de la función de protección 67N, que monitorea la componente de 2° armónico bloqueando la función en esta condición.

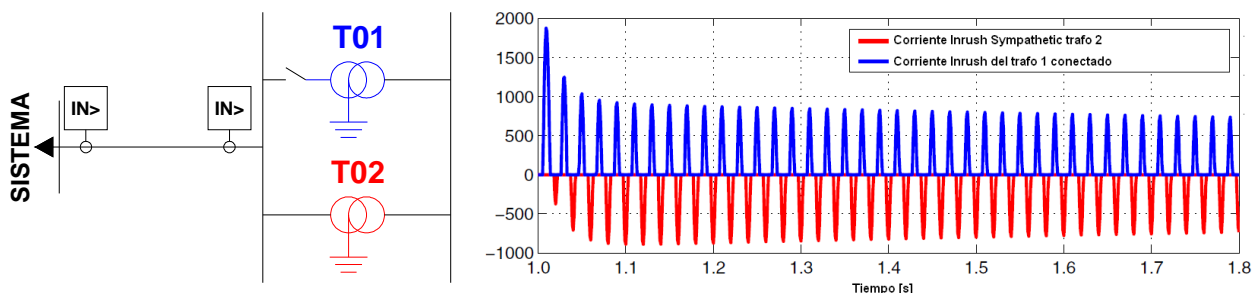


Figura 6 – Interacción “Sympathetic Inrush Current” entre transformadores



Figura 7 – Ensayo en malla cerrada utilizando RTDS

6.2. ANALISIS DE LOS CASOS

Previamente a la ejecución de los ensayos en RTDS, se realiza la validación del modelo en RTDS del sistema eléctrico de ITAIPU, comparando tanto la forma de onda como los valores de corriente de defecto obtenidos mediante la oscilografía del propio RTDS, con los valores obtenidos mediante la simulación en ATP, la cual se considera como referencia.

Una vez validado y calibrado el modelo en RTDS se ejecutan los ensayos, obteniendo así el comportamiento de cada función de protección, los cuales son analizados caso a caso, identificando problemas en el desempeño, investigando las causas y posteriormente buscar una solución a cada problema encontrado.

6.3. TÓPICOS RELEVANTES PARA EL CASO DE LAS LÍNEAS DE 60 HZ

6.3.1. PROTECCIÓN 67N

La baja impedancia de la fuente de Itaipu causa un valor muy bajo de tensión para fallas monofásicas próximas conforme es mostrado en la **figura 8**, acarreando un valor insuficiente para polarizar la protección en el terminal de Itaipu. Por esta razón la ABB adoptó el modo de polarización Dual en el terminal de Itaipu solucionando este problema conforme se muestra en la **figura 9**, y en el terminal de Foz fue adoptada polarización por tensión (3V0).

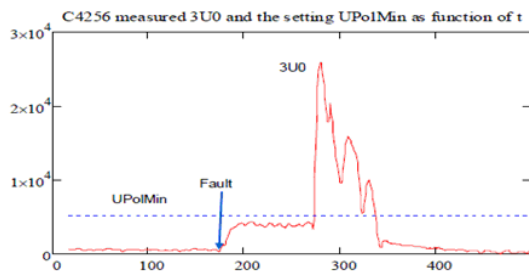


Figura 8 – Tensión de polarización 3V0 de la función 67N inferior al valor mínimo

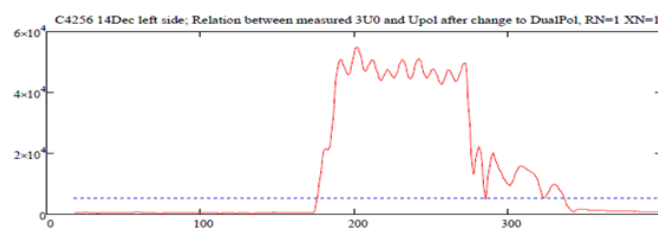


Figura 9 – Tensión de polarización de la función 67N superior al valor mínimo luego de la adopción del modo de polarización dual

6.3.2. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente instalados en los terminales de las líneas de la Usina de Itaipu tienen una clase de precisión ANSI C400 y relación de transformación 4000/5A RM (relación utilizada 3000-5A).

Los transformadores de corriente instalados en los terminales de las líneas de la Subestación Foz de Iguazú son del tipo linealizado por la introducción de un entrehierro en los núcleos magnéticos, con clase de precisión ANSI C800, con relación de transformación 3000-5A

Los ensayos se iniciaron con todos los TC s con la relación 3000 - 5 A.

Durante los ensayos se verificó que los TCs del terminal de Itaipu estaban saturando con aproximadamente 8ms conforme se indica en la **figura 10**, siendo la causa de la no operación de algunas funciones. La ABB propuso entonces alterar el Tap de los TCs del lado de Itaipu de 3000/5 para 4000/5.

Así fueron adoptadas las siguientes configuraciones:

- TCs Itaipu relación 4000 – 5A
- TCs SE Foz relación 3000 – 5A

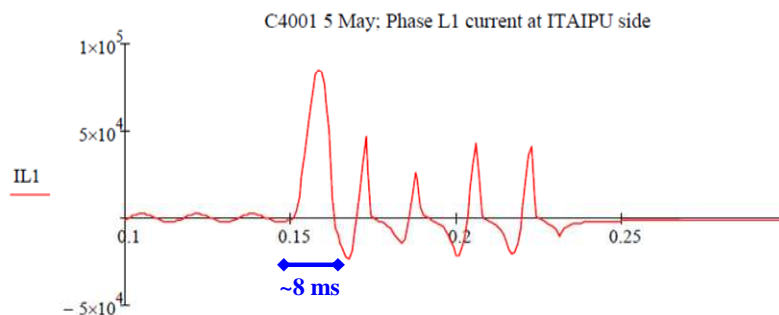


Figura 10 – Deformación de la forma de onda por saturación del TC del terminal Itaipu

6.3.3. TASA DE UTILIZACIÓN DE LA CPU DEL RED670

Durante los ensayos en fábrica de los Paneles de protección (FAT) en la ABB San Pablo, fue acordado que serían realizados los ensayos para verificación del cumplimiento de la especificación de Itaipu en cuanto a la utilización de la CPU en los laboratorios de la ABB Suecia durante los ensayos en el RTDS. Conforme la especificación, la utilización de la CPU de cada IED de protección no deberá ser superior a 70% (setenta por ciento) de su capacidad de procesamiento en la condición de actividad máxima, considerando que todas las funciones de protección disponibles en el IED y las demás facilidades adicionales asociadas, tales como oscilografía, registro de eventos SOE y tiempo de procesamiento reservado para implementación de lógicas adicionales estén siendo efectivamente utilizadas. La carga de la CPU fue efectuada con la programación de las lógicas y ajustes de las protecciones definidas para las líneas de 500kV 50Hz terminal Itaipu. Se debe considerar que el procesamiento de las tareas del IED lleva en cuenta el escalonamiento de tareas predefinidas, por lo que la ejecución de cualquier tarea es interrumpida ante cualquier evento que exija una acción de la protección, priorizando siempre las tareas asociadas a los algoritmos de protección. Los ensayos fueron realizados en setiembre del 2009, en los laboratorios de la ABB en Vásteras Suecia, dando como resultado el gráfico mostrado en la **figura 11**.

VIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

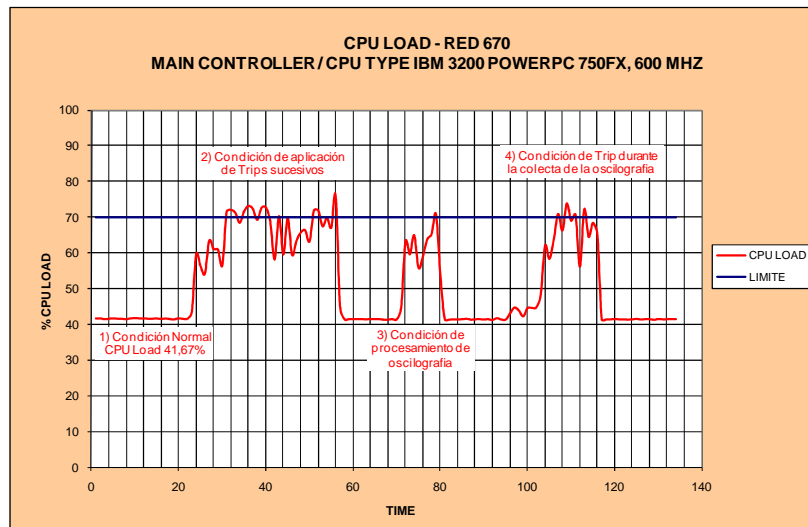


Figura 11 – Grafico de la carga de la CPU durante el ensayo

7. CONCLUSIONES

El Retrofit del Sistema de Protección de las Líneas de 500 kV representa un marco importante para la Itaipu Binacional, en vista a las nuevas tecnologías que están siendo aplicadas y la necesidad de actualización del cuadro técnico de la Entidad, lo cual reditúa una gran cantidad de nuevos conocimientos.

Considerando que éste evento representa nuestra primera experiencia, hemos creado mucha expectativa positiva con relación al desempeño futuro de los nuevos equipos, debido a que los mismos fueron arduamente inspeccionados y ensayados en prácticamente todas las condiciones de operación posibles.

Mediante el retrofit, se aumenta la confiabilidad del sistema de protección ya que se cuenta con equipos modernos con piezas de repuesto y soporte técnico disponibles en el mercado.

8. REFERENCIAS

- 8.1. Technical Reference Manual_RED670 (1MRK505183-UEN rev. B)
- 8.2. Application Manual_RED670 (1MRK505186-UEN rev. B)
- 8.3. Analysis of Sympathetic Inrush Phenomena in Transformers Using Coupled Field-Circuit Approach - G. B. Kumbhar and S. V. Kulkarni, Member, IEEE
- 8.4. Introducing IED 670 REL 670 and RED 670 ABB - Håkon Kronander
- 8.5. Relatorio RTDS IPU-ABB general comments 2010_06 to 60 Hz_rev4_2010_06_15
- 8.6. Especificación Técnica Itaipu 6357-20-15200
- 8.7. Diagrama Unifilar Usina de Itaipu 50 Hz e ELO CC (CMO - GRUPO 5)
- 8.8. Diagrama Unifilar Usina de Itaipu 60 Hz y Sistema de transmisión asociado (CMO - GRUPO 5)