



Propuesta de estandarización del proyecto de retrofit de los sistemas de protección de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica de ITAIPU

Jorge Andrés Silva Stransky Julio César Montanía Escobar

ITAIPU Binacional

Paraguay

RESUMEN

La creciente obsolescencia de equipos y sistemas instalados en la Usina Hidroeléctrica lleva a la ITAIPU Binacional, a iniciar en la empresa la elaboración de un Plan de Actualización Tecnológica (PAT), con el objetivo de “asegurar los niveles de calidad de los procesos de suministro de energía y la disponibilidad operacional de las unidades generadoras y de las demás instalaciones”.

Este grupo de trabajo definió adoptar la utilización de la norma IEC 61850 en las soluciones de arquitectura de los diversos sistemas a ser modernizados. Para la ejecución de la actualización tecnológica fue estimado un plazo de nueve años para actualización de todas las unidades generadoras, que podría ser dividido entre varios contratos de suministro de diferentes fabricantes, por tanto es muy importante desarrollar criterios que permitan homogeneizar la filosofía de proyecto, conseguir la interoperabilidad de equipos y alcanzar cierto grado de independencia tecnológica de fabricantes e integradores, desarrollando una meta-especificación con un perfil de referencia IEC61850 para las unidades generadoras.

En este trabajo se pretende establecer una distribución preliminar de los nodos lógicos y abordar aspectos relacionados con la arquitectura de redes y seguridad informática, redundancia, ensayos de aceptación y puesta en servicio, para futura estandarización de las especificaciones técnicas y los proyectos para actualización tecnológica de los sistemas de protección de las unidades generadoras en la Central Hidroeléctrica de Itaipú.

PALABRAS CLAVES

IEC 61850, Unidades generadoras, Protección, Estandarización de Proyectos.

1. INTRODUCCIÓN

Las primeras unidades generadoras de la Itaipu Binacional comenzaron a operar hace 28 años y, por lo tanto, algunos equipos y sistemas, especialmente los asociados a la protección, supervisión, control y regulación, están alcanzando el fin de su vida útil, siguiendo criterios internacionales [1].

Específicamente los sistemas de protección de las unidades generadoras están basados en tecnología electrónica analógica, que hoy está obsoleta. La obsolescencia implica dificultad para conseguir placas electrónicas de repuesto, que ya no están disponibles en el mercado y deben ser fabricadas sobre pedido.

Esta situación lleva a la ITAIPU Binacional, a iniciar en la empresa la elaboración de un Plan de Actualización Tecnológica (PAT), con el objetivo de “asegurar los niveles de calidad de los procesos de suministro de energía y la disponibilidad operacional de las unidades generadoras y de las demás instalaciones”[1].

El grupo de trabajo conformado definió adoptar la utilización de la norma IEC 61850 en los diversos sistemas a ser modernizados. Para la ejecución de la actualización tecnológica estimó un plazo de nueve años para todas las unidades generadoras, que podría ser dividido entre varios contratos de suministro de diferentes fabricantes, por tanto es muy importante desarrollar criterios que permitan estandarizar los proyectos de protección, conseguir la interoperabilidad, y simplificar el mantenimiento de los equipos.

2. SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LAS UNIDADES GENERADORAS EXISTENTE

Cada unidad generadora dispone de un panel de protección primaria (ULP 10) y un panel de protección alternativa (ULP 12), localizados en la elevación 108,00 de la Casa de Máquinas. El panel ULP11 situado entre ambos, contiene las reglas de bornes para conexión externa. Dichos paneles tienen alimentación, relés de disparo y dispositivos de ensayo separados y sus funciones de protección son complementarias, permitiendo la operación independiente de cada panel y algún grado de backup para el otro, sin embargo no existe redundancia completa, pues las funciones de protección no son las mismas. Además, la actuación de funciones pertenecientes a los sistemas de excitación y regulación de velocidad, y diversos sensores distribuidos en toda la unidad generadora actúan en caso de anomalía para iniciar alguna de las diferentes modalidades de parada de la unidad generadora:

- 86N: parada completa sin sobrevelocidad, con bloqueo por falla mecánica.
- 86E: parada completa con sobrevelocidad, con bloqueo por falla eléctrica.
- 86M : parada de emergencia con sobrevelocidad y bloqueo.
- 05: parada completa sin bloqueo y sin sobrevelocidad.

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

- 05A: parada parcial con sobrevelocidad.
- 05B: parada parcial sin sobrevelocidad.

Las paradas son implementadas con relés electromecánicos que actúan sobre los interruptores de la unidad, sistema de excitación, sistema de regulación de velocidad, sistema de enfriamiento del estator, del transformador elevador, etc. En la tabla 1 se resume la actuación de las funciones de protección disponibles en los paneles de protección existentes con relación a las diversas paradas.[2]

PROTECCIÓN PRIMARIA								
Sigla	Descripción	86N	86E	05	05A	86TR	86SF	52 (*)
87 G	Protección diferencial del generador		X					X
87SP	Protección diferencial. de fase dividida generador		X					X
64SB	Protección de falta a tierra en el estator 100%	X						
59	Protección de sobretensión instantánea				X			
59T	Protección de sobretensión temporizada			X				
87TR	Protección diferencial del transformador elevador		X			X		X
87 TRG	Protección diferencial restringida a tierra del transformador elevador		X			X		X
87TA	Protección diferencial del transf. de serv. auxiliares		X					X
87V	Protección diferencial vano de la SE blindada 500 kV		X				X	X
21T1	Protección impedancia 1a. zona		X					X
21T2	Protección impedancia 2a. zona				X			
21T3	Protección impedancia 3a. zona							X
PROTECCIÓN ALTERNATIVA								
95	Protección de sobreflujo		X					X
64SA	Protección de falta a tierra en el estator 90%		X					X
87U	Protección diferencial de la unidad		X				X	X
40	Protección de subexcitación				X			X**
46	Protección de carga desbalanceada				X			X**
51N	Protección de falta a tierra del transformador elevador				X			X**
50/51A	Protección de sobrecorriente transformador de servicios auxiliares de la unidad		X					X
51NA	Protección de falta a tierra del transformador de servicios auxiliares de la unidad		X					X
40	Protección de perda de excitación	X						X**

Tabla 1 – Actuación de las funciones de Protección existentes

(*) Disparo directo del interruptor de la excitación, e interruptores de la unidad.

(**) Actuación en el caso que la velocidad de la unidad sea menor que 90% de la nominal.

3. PROPUESTA DE CRITERIOS PARA ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA

Para estandarizar los proyectos de protección en la actualización tecnológica de los sistemas de protección de las unidades generadoras, se propone adoptar los siguientes criterios generales:

- Utilizar IEDs (Intelligent Electronic Devices) conforme norma IEC61850 como dispositivos de protección y control: “cualquier dispositivo que incorpora uno o más procesadores, con la capacidad de recibir o enviar datos y/o control desde o para una fuente externa (por ejemplo, medidores electrónicos multifunción, relés digitales, controladores)”.[3] Este hardware es complementado por bibliotecas de software que implementan las funciones de protección y control. Existirán IEDs separados de protección y control, en estos últimos se implementarán los automatismos de partida y parada de las unidades generadoras, bloqueos y enclavamientos de interruptores y seccionadoras.
- Redundancia completa: todos los componentes esenciales serán duplicados: transformadores de medición, IEDs de protección, relés auxiliares de disparo y bloqueo, etc. Las funciones de protección por un lado serán duplicadas en los IEDs de protección, y por otro lado, en cada uno de ellos funciones de protección suplementarias con diferentes técnicas de medición estarán disponibles. Por ejemplo, para los cortocircuitos, las funciones principales serán las diferenciales de corriente, complementadas por funciones de protección de distancia que también suministrarán protección de back-up para faltas externas.
- La comunicación entre los IEDs de protección y control será a través de una red compatible con la norma IEC61850. La red local de cada vano (que sirve a dos unidades generadoras), tendrá tres switches: primario (para conectar a los dispositivos primarios), alternativo (para los dispositivos alternativos) y principal para interface con los otros vanos y para conectar a los gateways y estación de ingeniería.
- Relés de disparo dedicados: el disparo de los interruptores será a través de relés rápidos de disparo accionados por salidas digitales de los IEDs de protección. Estos a su vez accionarán a las bobinas de disparo de los interruptores a través de cables de cobre.
- Bloqueos: serán implementados en forma virtual mediante puertas lógicas biestables (flip-flops) instalados en los IEDs de control. Los IEDs de protección activarán los bloqueos enviando mensajes GOOSE a través de la red ethernet de comunicación del sistema, y el rearme podrá ser local o remoto a partir del sistema SCADA. Como la modernización se hará unidad por unidad, y un vano de la subestación en SF₆ es compartido por dos unidades generadoras, será necesario también instalar algunos relés de bloqueo electromecánicos provisorios para interactuar con los sistemas que aún no han sido modernizados.

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

- Medición de corriente y tensión: se utilizarán los transformadores de medida existentes y el cableado de cobre que actualmente llega hasta el ULP11. Desde allí se conectarán también con cables de cobre a los nuevos paneles de protección que sustituirán a los ULP10 y ULP12.
- Entradas digitales: las variables digitales como posición de interruptores y seccionadores, actuación de niveles de disparo de sensores de temperatura, nivel de líquido y otros similares, serán adquiridos lo más próximo posible del proceso por IEDs redundantes de adquisición de datos, que enviarán las señales para iniciar las paradas de emergencia a los IEDs de protección y control via red Ethernet utilizando mensajes GOOSE conforme IEC 61850. Los IEDs de protección se suscribirán a estos mensajes utilizándolos como entradas para las correspondientes lógicas de disparo. Para minimizar la cantidad de mensajes es recomendable que cada IED de adquisición de datos tenga su propia matriz de disparo y cada evento individual suba al sistema SCADA via protocolo MMS.
- Funciones de protección: se propone implementar las mismas funciones de protección existentes y adicionar las funciones 78 (pérdida de sincronismo), 49 (sobrecarga del estator) y 32 (inversión de potencia o motorización que ya fue implementada mediante un esquema en la protección existente).
- Distribución de la funciones de protección: a partir de investigación de los productos disponibles en el mercado realizada para este trabajo, se ha llegado a la conclusión que para permitir una mayor competencia entre los fabricantes es necesario distribuir las funciones de protección entre varios dispositivos físicos (o dispositivos de hardware).

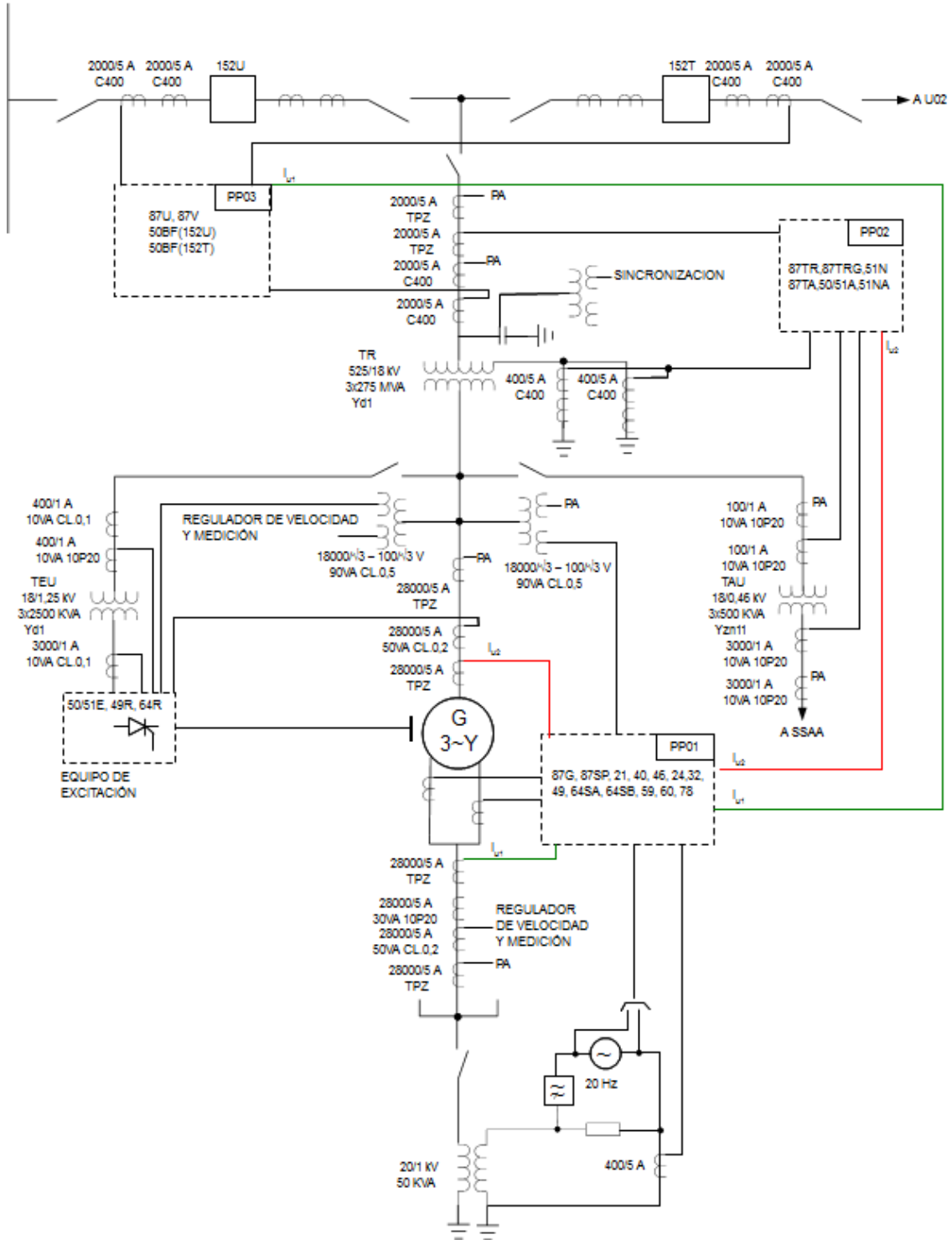
4. PROPUESTA DE ESTANDARIZACIÓN DE PROYECTOS

A partir de estos criterios, se define un diagrama unifilar simplificado (figura 1) donde está representado para mayor claridad, solamente la protección primaria. Las funciones de protección están distribuidas entre tres dispositivos físicos:

- PP01: contiene a todas las funciones de protección relacionadas directamente con el generador.
- PP02: protege al transformador elevador y al de servicios auxiliares de la unidad.
- PP03: contiene el diferencial del vano de la unidad en la subestación blindada aislada con SF₆ (87V), el diferencial de la unidad completa (87U) y la protección de falla del interruptor de la unidad y el del centro del vano.

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

Figura 1 – Diagrama unifilar del sistema de protección propuesto



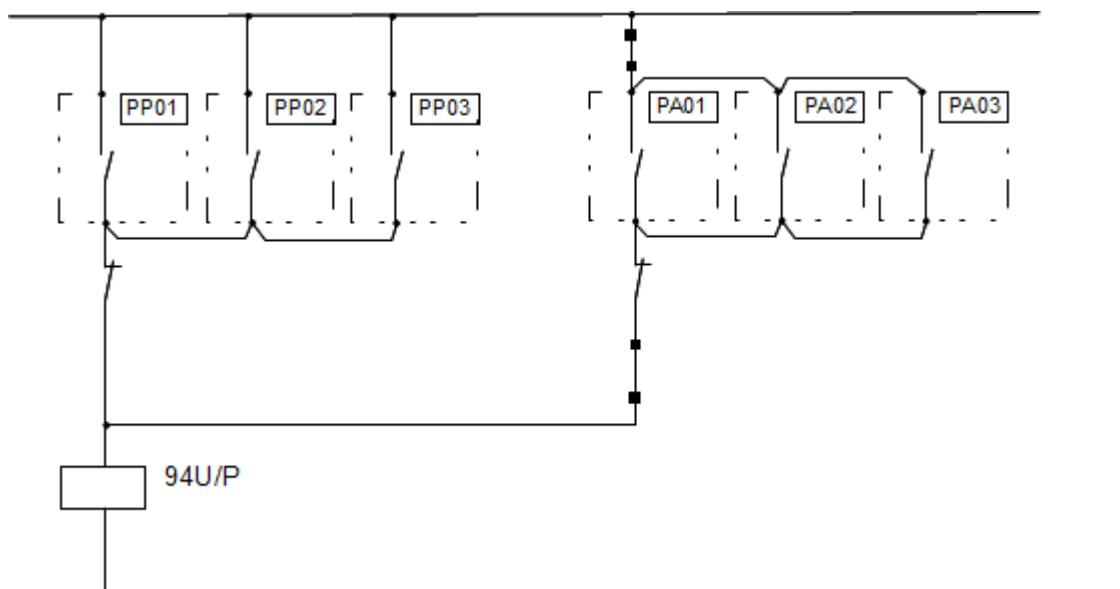
Algunas de las funciones de protección están asignadas al equipo de excitación: sobrecarga del rotor (49R), sobrecorriente de excitación (50/51E) y falta a tierra en el rotor (64R), como ocurre en el sistema actualmente instalado.

Además debe observarse que los dispositivos PP01 y PP03 deben conectarse en serie, con respecto a la corriente I_{U1} , es decir la corriente del generador del lado del neutro, para que el dispositivo PP03 pueda hacer la función de diferencial completa de la unidad 87U.

Análogamente, los dispositivos PP01 y PP02 deben conectarse en serie, con respecto a la corriente I_{U2} , es decir la corriente del generador del lado del transformador elevador, para que el dispositivo PP02 pueda hacer la función de diferencial del transformador elevador 87TR.

Cada panel deberá estar provisto de tres relés de disparo, conectados conforme muestra la figura 2, para disparo del interruptor de la unidad, del interruptor del medio del vano de la subestación blindada en SF₆ y para el interruptor del sistema de excitación.

Figura 2 – Ejemplo de conexión en la protección primaria del relé de disparo del interruptor de la unidad



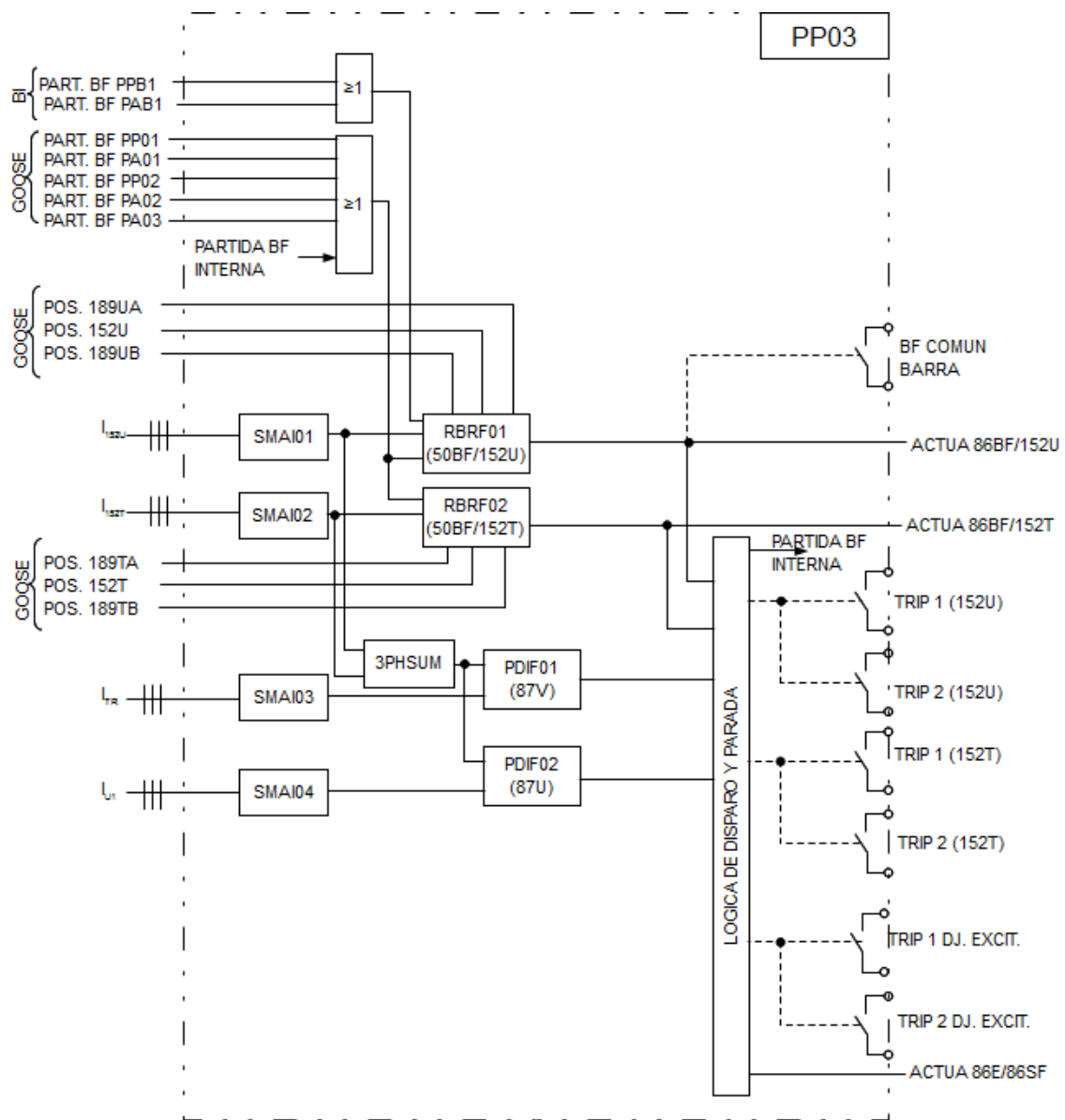
Debido a que la unidad modernizada tendrá eventualmente que interactuar con otras aún con sistemas convencionales, será necesario que dispongan de dos relés biestables para hacer la función de bloqueo de falla de interruptor (86BF).

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

Se buscará en el proyecto ejecutivo detallado padronizar las identificaciones bornes para entradas analógicas y digitales, salidas digitales, llaves de ensayo, mensajes GOOSE y otros elementos del sistema.

Para mayor compatibilidad entre los sistemas se recomienda exigir que los IEDs dispongan en forma nativa de nodos lógicos conforme IEC61850 [4], y no apenas una capa de comunicación que actúa como interfaz con el resto del sistema.

Figura 3 – Ejemplo de diagrama lógico simplificado para el IED de protección PP03





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

La necesidad de lanzamiento de nuevos cables sería mínima si la actualización tecnológica se hace en conjunto con el sistema de control de la unidad. Apenas será necesario lanzar los cables de fibra óptica para comunicación entre los nuevos equipos.

Se estima el plazo de los trabajos en 9 meses para cada unidad generadora, incluyendo desarrollo del proyecto ejecutivo, fabricación, pruebas en fábrica, comisionamiento y puesta en servicio.

BIBLIOGRAFIA

[1] A. SERTICH, et al. “Directrices y Criterios del Plan de Actualización Tecnológica de la Central Hidroeléctrica de Itaipú” in: VIII SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ, Asunción, Oct. 2008.

[2] ITAIPU BINACIONAL. **Unit 01 50hz Generator Unit Protection** - Schematic and three line diagram, N° 6212-DF-73002-I-R15, Archivo Técnico de ITAIPU. 2006.

[3] **IEC 61850-1. Communication networks and systems in substations. Part 1: Introduction and overview.** International Electrotechnical Commission. Versión 1.0, abr. 2003, Geneva.

[4] **IEC 61850-7-4. Communication networks and systems in substations. Part 7-4: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Compatible logical node classes and data classes.** International Electrotechnical Commission. Versión 2.0, mar. 2010, Geneva. Tabla 3, pág. 20.