

RENOVACIÓN DE LOS SISTEMAS DE SUPERVISIÓN Y CONTROL EN SUBESTACIONES EN SERVICIO

Julio C. Pombo Acevedo – Ing. Electricista
TRANSELCA S.A. E.S.P.
Barranquilla – Colombia.

1. Sinopsis.

1.1. Descripción.

El objetivo fundamental de esta actividad busca mejorar el tiempo efectivo de las maniobras operativas sobre los activos de la compañía, puntos críticos, reducción del cableado y disminución del número de fallas del mismo así como reducción de costos adicionales en labores de mantenimiento preventivo y correctivo que redundan en una operación confiable y segura.

1.2. Aplicaciones.

Los equipos adquiridos conforman un Sistema Integrado de Control que consiste en un Controlador de Subestación el cual es un Gateway para comunicación con diferentes periféricos en varias direcciones utilizando protocolos de comunicación.

Posee unidades de Control de Campo que realizan funciones de enclavamientos, selección de tensiones, sincronismo, mandos y entregan información al Controlador Gateway a fin de llevarla al Centro de Control y la Interfaz Hombre Máquina (IHM).

El sistema posee sincronización de tiempo satelital a través de un Sistema de Posicionamiento Global (GPS), que garantiza que el tiempo estampado a cada evento puedan ser analizados con una secuencia ordenada y cronológica.

Se realizó la estandarización de señales hacia el Centro de Control y la IHM para entregar al personal de operación información fiable y en tiempo real conociendo en su totalidad su significado e implicaciones ya que la filosofía con que las mismas vienen de campo permite optimizar el manejo de señales en el SCADA.

Funciones complementarias como señalización y mando de los Cambiadores de Tomas bajo carga de los Transformadores, indicadores de temperatura de las salas operativas, comandos de ventiladores y bombas, temperaturas de transformadores, señalización y reset eléctrico de reles de protección, señalización de recierres, reles indisponibles, fallas en MCB'S, e información detallada sobre teledisparos o disparos transferidos en fronteras con otras empresas, estados de enlaces cableados de comunicaciones y fibra óptica, plantas diesel y cargas de servicios auxiliares fueron implementadas en todas las subestaciones.

1.3. Conclusiones y Resultados.

Se renovaron los Sistemas de Supervisión y Control de nueve subestaciones en servicio y se logró integrar por protocolo de comunicaciones los reles de protecciones disminuyendo el número de

señales cableadas y un menor número de puntos de falla que redundan en una mayor confiabilidad en la información manejada en tiempo real y para análisis de fallas.

Se demostró una alta capacidad de trabajo e ingeniería del personal de la empresa con alto sentido de responsabilidad y compromiso por lo cual se cumplieron en su totalidad los objetivos propuestos.

1.4. Contribución Técnica.

El presente contribuye a otras empresas e ilustra la experiencia desarrollada en TRANSELCA S.A. E.S.P. en el cambio de los sistemas de Supervisión y Control de sus subestaciones por un nuevo Sistema moderno y con tecnología de punta.

2. Desarrollo.

La Renovación de los Sistemas de Supervisión y Control en subestaciones en servicio nació con el fin de optimizar los tiempos de operación de los activos de la compañía. Las subestaciones involucradas en este cambio estaban en servicio por lo cual las actividades deberían realizarse bajo las siguientes premisas:

- Minimización del tiempo total de interrupciones mediante reducción del tiempo total de ejecución de las actividades sin desmejorar la calidad e interventoría de los trabajos.
- Optimización del tiempo de pruebas SAT y puesta en servicio.
- Disminución del número total de desconexiones a fin de impactar en un mínimo los índices de disponibilidad de la compañía.

El proyecto contemplaba el desmonte de los antiguos tableros de Control de lógica convencional y el montaje de nuevos tableros de Control de lógica Digital lo cual implicó en la etapa de Puesta en Servicio tener ambos tableros en funcionamiento en un momento dado, con algunas restricciones y consignas operativas dada la magnitud del trabajo en ejecución. Dentro de la experiencia, se especifican las precisiones conceptuales requeridas para el desarrollo del proyecto, la manera en que se interrelacionaron las diferentes áreas de la Compañía desde el punto de vista técnico y coordinación de consignaciones y finalmente los aspectos positivos y dificultades durante el desarrollo del proyecto.

2.1. Consideraciones.

Para la realización de este proyecto se consideraron varios puntos relevantes en el ámbito técnico como es el hecho de tener Subestaciones en servicio en niveles de tensión de 220kV hacia abajo, por lo cual se planeó realizarlo de una manera evolutiva desde el punto de vista de ejecución y planeación manteniendo la independencia tecnológica del Control y minimizando el riesgo de apagón de las áreas intervenidas basados en la planificación de las actividades y el análisis técnico del diseño y la puesta en servicio.

2.2. Definición de la plataforma tecnológica.

Se planteo como plataforma tecnológica un sistema basado en un Gateway integrador de nuevas Unidades Terminales Remotas (RTU), Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs), relés de protección, transductores de temperaturas (RTD'S), transductores de señales, controladores lógicos programables (PLC'S), Sistemas de Control existentes, Centros de Control y periféricos como Interfaz Hombre Maquina (IHM) como un simple y homogéneo Sistema Automático de Control.

Al ser considerado y planteado como un concentrador de datos de la subestación el controlador debería integrar en dirección horizontal algunos comunes protocolos estándar de comunicación de los cuales los seleccionados fueron: IEC-870-5-103, DNP3.0, PROFIBUS DP, MODBUS, PROFIBUS FMS. Adicionalmente se considero llevar las señales punto a punto divididas tanto como fuese posible por niveles de tensión de operación: 220kV, 110kV, 66kV, 34.5kV, 13.8Kv y servicios auxiliares.

Toda la información obtenida es convertida y enviada a la IHM y al Centro de Control utilizando el protocolo IEC-870-5-101 y dejando abierta la posibilidad de utilizar el TCP/IP con el IEC-870-5-104.

Las funciones visuales de la plataforma deberían soportar control Local y Remoto, registro de eventos, manejo de alarmas y eventos, diagramas unifilares pictóricos, SOE y funciones adicionales del tipo estadístico como numero de maniobras por equipo y tendencias de medidas.

El objetivo fundamental busca mejorar el tiempo efectivo de las maniobras operativas, disminuir el numero de fallas, puntos críticos, reduciendo cableado y costos adicionales en labores de mantenimiento tanto preventivo como correctivo que redunde en una operación confiable y segura.

2. Ejecución proyecto de automatización.

Cuando se habla de automatización de subestaciones, se piensa en integrar en un único sistema, todos los dispositivos o equipos utilizados en una subestación para supervisión, control y protección; para que lo anterior ocurra, se requiere que el sistema sea capaz de comunicarse, o “hablar”, con los diferentes equipos existentes, para lo cual existen unas normas o estándares que permitan este “diálogo”, esto es conocido en el ambiente técnico como protocolo de comunicaciones.

Los equipos utilizados en las nuevas subestaciones, son dispositivos basados en sistemas con microprocesadores, y están reemplazando los dispositivos electromecánicos y de estado sólido; estos equipos manejan gran volumen de información y reducen espacio, cableado, puesta en servicio, mantenimiento y obviamente costos.

En los últimos años, ha sido constante la preocupación de los fabricantes de equipos de subestaciones, diseñarlos con capacidad para comunicarse con otros IED's, sistemas de supervisión y control, sistemas scadas, sistemas de gestión, y debido a esta razón, vienen equipados con puertos para comunicaciones, eléctricos u ópticos, con el fin de acceder a la gran información presente en ellos mediante un sencillo enlace serial, disminuyendo de esta manera la enorme cantidad de cable que se requiere, cuando cada información debía ser integrada individualmente por medio de cables de cobre; es decir, mediante enlaces seriales RS232, RS485 u óptico, por ejemplo, se pueden traer

una gran cantidad de información de todas las protecciones, medidores, IED's a un sistema SCADA o gestión de protecciones.

Si bien, mediante los enlaces seriales, se reduce en gran cantidad el cableado y por consiguiente puntos de falla, presentaban en sus inicios otro problema u obstáculo, que consistía en que cada fabricante diseñaba sus equipos, con protocolos de comunicaciones cerrados o propietarios, lo cual creaba en el cliente una dependencia excesiva con relación al fabricante, cuando se necesitaba cambios o ampliaciones en una subestación adquirida con equipos con protocolos propietarios.

Para solucionar, en parte, los anteriores problemas se desarrollaron convertidores de protocolos o gateway, que permitían trasladar de un protocolo propietario a otro, y de esta manera poder tener en una misma subestación equipos de diferentes fabricantes, lo cual ayudaba en gran parte pero no entregaba una solución definitiva a la dependencia del cliente e incrementaba los costos de ingeniería y de entrenamiento.

Debido a la necesidad de los clientes de adquirir sistemas que funcionen sin crear dependencias ("plug and play"), los fabricantes de equipos tuvieron la necesidad de diseñarlos con protocolos de comunicaciones siguiendo normas o estándares internacionales no propietarios, tales como MODBUS, IEC-870-5-101, IEC-870-5-102, IEC-870-5-103, IEC-870-5-104, DNP 3.0, UCA, PROFIBUS para los diferentes IED's (protecciones, medidores, contadores, unidades de bahía). Esto requirió un gran esfuerzo de los expertos, debido a que significaba crear grupos de trabajos de especialistas de diferentes campos como sistemas de protección, de medidas, de información, de control, de comunicaciones, entender la tecnología existente y en desarrollo para los equipos de las subestaciones eléctricas para de esta forma poder crear modelos que finalmente condujeran a protocolos de comunicaciones abiertas.

El mundo de los protocolos de comunicaciones, y en general, los diseños de los sistemas de control de subestaciones eléctricas, generalmente se ven influenciados por los desarrollos al respecto, por parte de los fabricantes y por parte de las organizaciones internacionales. En los países europeos se ha dado gran peso a las normas o recomendaciones IEC, en tanto que en norte América, se basan en recomendaciones de IEEE.

En general, se puede asegurar que las modernas protecciones digitales manejan una cantidad de datos considerable y proporcionan información precisa sobre el comportamiento eléctrico de la red, captura de forma de onda y eventos al mismo tiempo disponen de herramientas amigables de ajustes y parametrización mediante software. Todas las anteriores características generalmente están disponibles en un puerto serial eléctrico u óptico, permitiendo agrupar varias protecciones en una red, con destino a un sistema SCADA o de gestión particular, en contraste con las protecciones convencionales, en donde cada señal debía ser llevada independientemente mediante cable y no tenían posibilidades de ajuste remoto o información de oscilografía.

De igual manera, nos podemos referir a los modernos sistemas de medición, que reemplazan los convencionales transductores que entregaban una señal análoga por cada variable medida, hoy día se utilizan medidores multifuncionales que manejan información, en un mismo equipos, de todas las variables de medidas importantes, y quedan disponibles en un puerto de comunicaciones, en contraste con los transductores convencionales, en donde cada señal análoga, debía ser llevada

independientemente mediante un par de cables y no tenían posibilidades de ajuste o parametrización remoto.

De otro lado, las modernas unidades de entrada/salida análogas, utilizadas para el control de campo, permiten la automatización de muchas funciones debido a que disponen de funciones lógicas para procesamiento de entradas/salidas, lo que facilita la realización de secuencias, verificación de enclavamientos, mediciones, etc. Estas unidades permiten control descentralizado, es decir, permiten monitoreo y control de un campo y mediante puertos de comunicación enlazarse con unidades vecinas, de tal manera que la falla en una unidad no indisponga la supervisión y control de toda una subestación, como ocurriría en un sistema centralizado.

Otro aspecto importante a considerar, es la sincronización de tiempo entre los diferentes equipos de la subestación, con el fin de garantizar una recopilación de eventos con una secuencia coherente, que ayude a un mejor análisis de fallas o comportamiento del sistema, los fabricantes de equipos de subestaciones, diseñan los mismos con la capacidad para ser sincronizados localmente mediante sistemas GPS, de tal manera que los relojes internos de los diferentes equipos de la subestación estén sincronizados y los eventos sean estampados de acuerdo con la resolución y precisión de cada equipo, y se pueda tener un reporte coherente o lógico, de la ocurrencia de eventos en una subestación.

Como se escribió al comienzo de esta sección, todos los equipos o dispositivos de la subestación se integran en un solo sistema de supervisión y control, al cual se conecta una interfaz hombre máquina para operación desde la subestación, y todo este conjunto conforma lo que normalmente conocemos como sistema de control coordinado, en donde algunos equipos mantienen entre sí una relación maestro-esclavo, o se encuentran a un mismo nivel (peer to peer)

3.1. Actividades proyecto de automatización.

3.1.1. Entrenamiento.

Como una parte fundamental del proyecto de automatización, se acordó realizar transferencia de tecnología, para personal de mantenimiento y operación de la compañía.

Para el personal de mantenimiento, se programaron dos ciclos de instrucción con una duración de tres semanas cada uno, y cuya realización fue previa al inicio de las actividades de montaje y puesta en servicio de los sistemas de supervisión y control de las subestaciones contempladas en el proyecto.

En este ciclo, se hizo presentación teórica del principio de funcionamiento del equipo (sistema operativo, herramientas de aplicación y de desarrollo) se presentó la concepción general del equipo, y se analizaron los diferentes módulos o componentes (hardware y software), e indicaron las pautas para operación y mantenimiento, para la utilización de los equipos de pruebas y herramientas especiales asociados.

En general se efectuó el suficiente nivel de transferencia, de tal manera, que al final del mismo, el personal que asistió al entrenamiento quedó en condiciones de realizar las siguientes tareas:

- a) Mantenimiento preventivo y correctivo tanto para el "hardware" como para el "software".

- b) Reparaciones del "hardware" y "software".
- c) Modificaciones de configuración de "hardware" y "software".
- d) Ampliaciones.
- e) Desarrollo de futuras aplicaciones.

Finalmente se programaron actividades de entrenamiento para el personal de operación de las subestaciones para lo cual se programaron ciclos de instrucción básica al inicio de los trabajos de montaje y un ciclo de reforzamiento a la finalización de los trabajos en las mismas, de tal manera que a la terminación del entrenamiento, los operadores quedaron capacitados para:

- a) Operar la subestación desde los niveles jerárquicos 0, 1 y 2.
- b) Solucionar problemas de menor magnitud (alarmas, disparos, arranque del sistema).
- c) Efectuar modificaciones y actualizaciones menores en la configuración de "hardware" y "software".

3.1.2. Pruebas en Fabrica

Teniendo en cuenta la magnitud de los trabajos a ejecutar y el alcance del proyecto se considero como parte fundamental del mismo la realización de pruebas completas en fabrica con el fin de verificar el cumplimiento del sistema de control y supervisión de acuerdo a las especificaciones técnicas; se probó detenidamente lo siguiente:

- Revisión de equipos. Se verificó el estado de los equipos y su disposición en los tableros de control de acuerdo al plano de implantación respectivo, haciendo énfasis en la operatividad y en la facilidad de acceso y maniobra para el cableado interno y externo.
- Revisión de alambrado fuerza y control. Se verificó que el cableado de fuerza y control de cada tablero estuviese de acuerdo a los planos eléctricos respectivos, adicionalmente se verificó el buen funcionamiento de las fuentes de cada tablero.
- Verificación de señalización y teleseñalización. Se verificó que cada entrada digital presente en las unidades de bahías o de adquisición de datos, se recibiera en todos los niveles de control (nivel 1, nivel 2 y nivel 3), para lo cual se verificó que fuese visualizada y registrada con la resolución requerida, en la lista de eventos y/o alarmas según corresponda y con los flags de calidad apropiados. De igual manera se verificó que las señales correspondiesen con el listado requerido.
- Verificación de comandos y telecomandos. Se verificó que cada comando efectuado desde los diferentes niveles de control se reflejara como una acción sobre contactos de los relés auxiliares de tarjetas de salida digital.
- Verificación de lógica de control y enclavamientos. Se verificó la correcta programación de la lógica de control y enclavamientos en los controladores y animaciones en las IHM's de los niveles 1 y 2 de acuerdo a los diagramas de principios previamente aprobados.
- Verificación inversor. Se verificó el correcto funcionamiento del inversor ante ausencia de tensiones, o cuando éstas fueran superiores o inferiores al 20 % del valor nominal.
- Verificación tareas de la ihm. Se verificó la correcta programación, amigabilidad y funcionalidad de la aplicación de supervisión y control desarrollada para las IHM's de niveles 1 y 2 verificando curvas de tendencias, despliegues, reportes, enclavamientos, impresión, símbolos y navegación.

- Verificación de lógica selección de tensiones. Se verificó la correcta programación y funcionamiento de la lógica de selección de tensiones en la unidad de control de bahía para efectos de sincronismo y recierre.
- Verificación de función de sincronismo. Se verificó la correcta funcionalidad del sincronismo propio de la unidad de control de bahía para condiciones de cierre normal de interruptores y para los casos de recierre.
- Verificación de medidas y telemidas. Se verificó que cada entrada análoga inyectada en los equipos de medida, fuese recibida en todos los niveles de control (nivel 1, nivel 2 y nivel 3), donde se comprobó la visualización y registro de acuerdo con los valores inyectados.
- Verificación de robustez. Se corroboró la robustez y el adecuado comportamiento del sistema, durante y después de diferentes anomalías y rearranques en frío y ante paradas repentinas. Se hicieron pruebas de robustez sobre el controlador de subestación, unidades de bahía, unidades de adquisición de datos, inversor, ihm, SOE y red de medidores.
- Verificación protocolos de comunicaciones. Se verificó mediante emuladores de protocolo, el correcto intercambio de datos entre el centro de control, los sistema central de supervisión y control y los ied's, mediante los protocolos IEC-870-5-101, IEC-870-5-103, DNP 3.0, profibus DP, profibus FMS.

3.1.3. Pruebas en sitio

Luego de finalizada las pruebas en fábrica, y haberse autorizado el despacho de los equipos a las subestaciones, se inicio el montaje y puesta en servicio de los sistemas de supervisión y control.

3.1.4. Consignaciones

Teniendo en cuenta la regulación eléctrica existente que obliga a las empresas del sector eléctrico a planear con anterioridad sus actividades de mantenimiento y expansión, fue necesario elaborar con una anterioridad de seis meses el plan de consignaciones o libranzas sobre los activos a intervenir el cual debería revisarse en conjunto con las demás actividades de mantenimiento de la compañía a fin de disminuir el número de desconexiones y minimizar el impacto sobre los clientes y los usuarios finales. En el plan se definían las actividades que se realizarán dentro de cada semana del año respectivo y su duración en horas.

En la práctica se presentaron algunas desviaciones al Plan semestral presentado, que fueron algunos de los motivos que ampliaron el plazo del contrato, el cual inicialmente se planteo en 24 meses y que a la larga fue necesario ampliarlo por un periodo no mayor a 6 meses.

Todos los trabajos de montaje y puesta en servicio, se hicieron con las subestaciones energizadas y en servicio, lo que requería de muy buena planeación de los mismos, para evitar inconvenientes tales como salidas de activos de servicio no programadas. En general durante las actividades de montaje y puesta en servicio, se ejecutaron cerca de 350 consignaciones o libranzas, se realizaron mas de 1000 maniobras sobre activos de uso y conexión al Sistema de Interconexión Nacional y se intervinieron 328 activos, discriminados, como se puede ver en el siguiente cuadro:

TOTAL ACTIVOS INTERVENIDOS	
SUBESTACION	No. ACTIVOS
CUESTECITA	46
EJECUTIVO	2
COPEY	20
FUNDACIÓN	31
SABANALARGA	49
SANTAMARTA	36
TERMOCARTAGENA	28
TERMOGUAJIRA	33
TERNERA	43
VALLEDUPAR	40

3.1.5. Incremento base de datos SCADA.

La base de datos manejada en el sistema SCADA de la estación maestra del Centro de Control, creció en gran porcentaje (155 %), debido principalmente a la ampliación de la cobertura de supervisión de la subestación lo cual originó un aumento en la cantidad de señales manejadas.

BASE DE DATOS SISTEMA SCADA			
SUBESTACIÓN	ANTES PROYECTO	DESPUÉS PROYECTO	INCREMENTO %
Sabanc	1239	2900	134%
Santam	1009	2013	100%
Terner	561	1979	253%
Cartag	698	1579	126%
Cuestc	730	1486	104%
Fundac	495	1500	203%
Guajir	437	1464	235%
Valled	414	1211	193%
Copey	179	560	213%
TOTAL	5762	14692	155%

Para la integración de estas informaciones, hubo necesidad de instalar gran cantidad de módulos, los que en términos generales se pueden mostrar en el siguiente resumen:

RESUMEN MÓDULOS INSTALADOS	
MÓDULOS I/O	358
UNIDADES DE BAHÍA	63
IED's	71

3.1.6. Pruebas disponibilidad

Los sistemas de supervisión y control de cada una de las subestaciones fueron sometidos a una prueba de demostración de disponibilidad de 2000 horas continuas, periodo durante el cual se llevaron registros de las anomalías que se presentaron en los sistemas, con el fin de verificar el cumplimiento de la disponibilidad especificada, es decir, 99,7%.

Es importante destacar que para el cálculo de disponibilidad se consideraron todos los elementos del sistema de supervisión y control como estructuras serie, es decir, que la falla de cualquiera de ellos se consideraba que afectaba la disponibilidad de la supervisión y control y por consiguiente, este tiempo se tenía en cuenta para el cálculo respectivo.

También es importante aclarar que debido a problemas de desplazamiento a las subestaciones, en especial, en horas de la noche, se dejó un tiempo muerto de 24 horas, a partir del momento de reporte de falla, para que solucionara la anomalía.

Durante el tiempo de desarrollo de las pruebas de disponibilidad, se registraron problemas en las subestaciones pero ninguno estuvo por encima de la indisponibilidad máxima, por lo que se concluyó que las fallas en este periodo, no arrojaron índices de disponibilidad por debajo del especificado.

3.2. Funciones generales implementadas.

Se implementaron entre otras las siguientes funcionalidades:

3.2.1. Control distribuido.

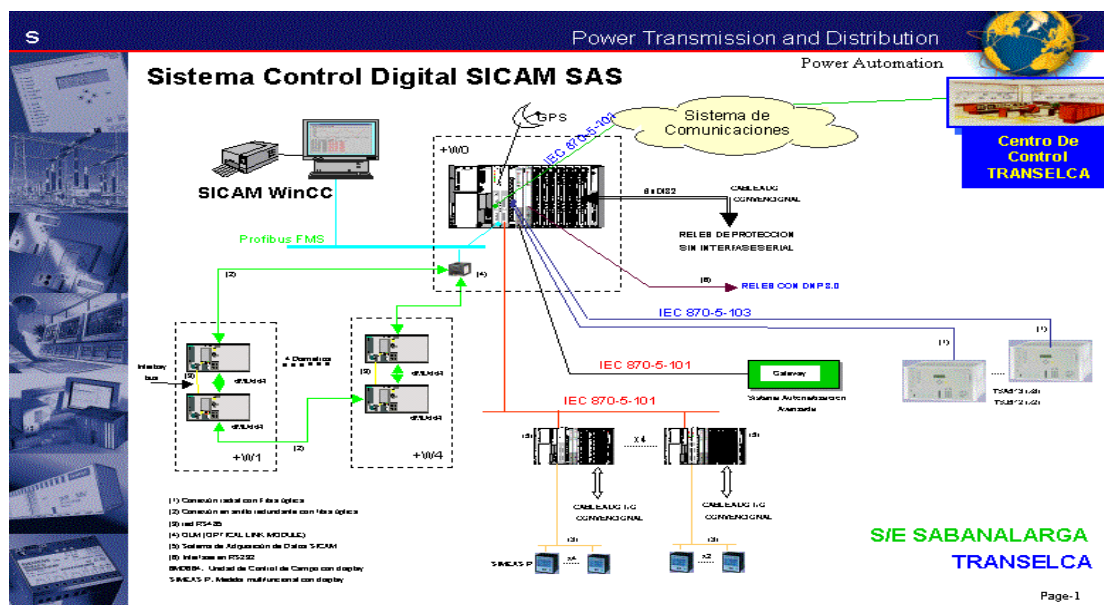
Los sistemas de supervisión y control fueron configurados con una arquitectura del tipo distribuida que permite una alta disponibilidad, confiabilidad y seguridad gracias a la distribución de funciones, lo que asegura que ante la pérdida de uno de los componentes, no se indisponga la totalidad del sistema de supervisión y control.

El sistema se basó fundamentalmente, en los siguientes componentes:

- Unidades de Adquisición de datos, basados en RTU, el cual se utilizó para supervisar y controlar los niveles de servicios auxiliares, 13.8 kV, 34.5 kV, 66 kV, y en los niveles de 110 kV y 220 kV, en la subestaciones en donde no existían módulos contra maniobras erróneas, es importante aclarar que cada UAD estaba asociada a un nivel de tensión, es decir, se puede presentar una falla en una UAD de un nivel de tensión, pero se sigue supervisando y controlando las demás sin ningún inconveniente. Estas unidades utilizan para la transmisión de datos, el protocolo de comunicaciones IEC-870-5-101.
- Unidades Controladoras de Bahía, se utilizaron en los niveles de tensión de 110 kV y 220 kV, en donde se remplazaron los módulos contra maniobras erróneas. En las subestaciones con configuración en anillo, se utilizó una unidad por interruptor y módulos asociados, y en las que tenían configuración interruptor y medio, se utilizaron dos unidades por diámetro, las unidades de bahía están integradas entre sí, por un doble anillo de fibra óptica redundante. Estas unidades utilizan para la transmisión de datos, el protocolo de comunicaciones PROFIBUS FMS.

- Sistemas de control coordinado existentes, estos sistemas utilizan para la transmisión de datos el protocolo de comunicaciones IEC-870-5-101.
- Relés digitales existentes, los cuales utilizan para la transmisión de datos, los protocolos de comunicaciones IEC-870-5-103 y DNP 3.0.
- Medidores multifuncionales los cuales tienen conexión directa a los secundarios de los transformadores de potencial y corriente, y realizan lecturas directas y cálculos para las variables eléctricas. Estos medidores utilizan para la transmisión de datos, el protocolo de comunicaciones PROFIBUS DP.
- Interfaz Hombre Máquina, utilizada para supervisar y operar la subestación desde el nivel 2, la interfase de comunicación para la transmisión de datos es INDUSTRIAL ETHERNET.
- Controlador de Subestación o Gateway. Provisto de una CPU y los módulos de comunicaciones que permiten integrar las UAD, Controlador de Bahía, Relés Digitales, Multimeditores, IHM, Centro de control, mediante los protocolos de comunicaciones IEC-870-5-101, PROFIBUS FMS, IEC-870-5-103, PROFIBUS DP, ETHERNET.

La arquitectura distribuida del sistema de supervisión y control en general se observa en la siguiente figura:



3.2.2. Protocolos abiertos para comunicación con ied's.

El sistema de supervisión y control se diseñó, para permitir la interfase entre los diferentes componentes del sistema, utilizando protocolos no propietarios, es decir que permitiese la interconexión de equipos de diferentes fabricantes mediante el uso de protocolos abiertos, para tal efecto la integración entre los diferentes componentes del sistema, incluyendo el centro de control, se realizó utilizando interfaces de fibra óptica y eléctricas (RS232 y RS485), por medio de los protocolos de comunicación IEC-870-5-101, IEC-870-5-103, DNP 3.0, PROFIBUS FMS, PROFIBUS DP.

3.2.3. Sincronización de tiempo por GPS.

3.2.5. Extensión de niveles de supervisión.

Otro de los objetivos del proyecto de automatización de subestaciones, fue el de poner en servicio un sistema que permitiese supervisar y controlar en tiempo real, la totalidad de la subestación desde los niveles 2 y 3.

Para lograr este objetivo fue necesario integrar, desde patio o sala, nuevas señales, instalar y poner en servicio nuevos transductores, corregir señales que estaban erradas, implementar señalización y mando en general para servicios auxiliares. Todo lo anterior demandó una exhaustiva planeación y extremar los cuidados, debido a que todos los trabajos debieron simultáneamente por activo y con la premisa que las subestaciones estaban en servicio. Vale la pena destacar que no se presentaron en todo el desarrollo del proyecto accidentes laborales.

3.2.6. Traslado y desmonte de avisos de peligro o avisos luminosos de alarmas.

Con el fin de estandarizar la supervisión de las señales de alarma en las subestaciones y para eliminar los problemas de mantenimientos de los avisos de peligro y paneles de alarma existentes en las subestaciones se decidió integrarlas a través del nuevo sistema hasta la Interfaz Hombre Máquina.



Debido a lo anterior la presentación y forma de reconocimiento de los despliegues de alarmas quedó estandarizado en todas las subestaciones, y se eliminaron los avisos de peligros o paneles de

alarmas, los cuales en algunos casos no estaban funcionando adecuadamente, debido a falla en algunos componentes o tarjetas, que se encontraban discontinuados y por lo tanto eran de muy difícil su reemplazo por repuestos obsoletos.

3.1.6. Medición espontánea.

Como una manera de mejorar el manejo de las medidas, desde el Centro de Control el envío de éstas desde el sistema central de supervisión y control se realiza utilizando el criterio de banda muerta o treshold lo cual significa que una medida es transmitida solamente cuando el valor actual supere en un porcentaje o treshold al último valor transmitido.

El valor del treshold es parametrizable individualmente para cada una de las medidas supervisadas, lo cual permite que una vez asignado el valor correcto, se transmitan las medidas en forma eficiente y no se mantenga ocupado, sin necesidad, el canal de comunicaciones y el procesamiento en los equipos correspondientes en la estación maestra, lo cual mejora el desempeño de los mismos.

3.2.7. Implementación nivel 2.

Otro de los objetivos del proyecto de automatización, fue el de incorporar un nuevo nivel de operación de la subestación desde una estación ubicada en la sala de la misma, denominada Interfaz Hombre Máquina (IHM).

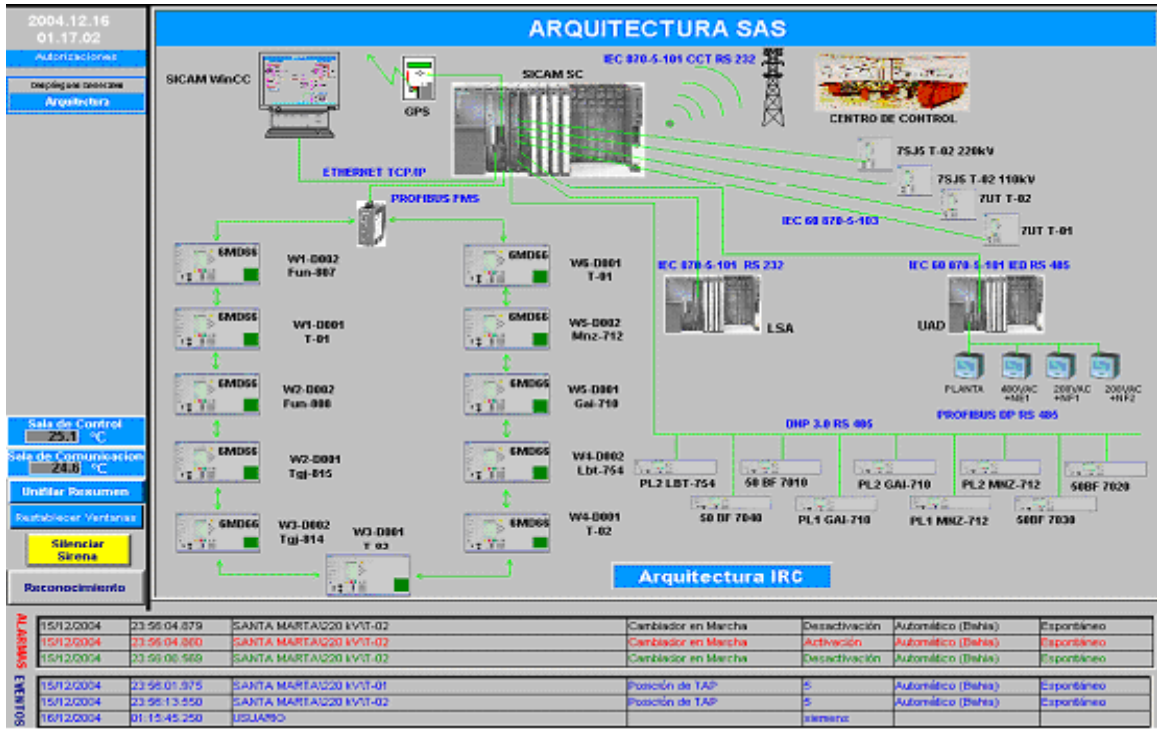
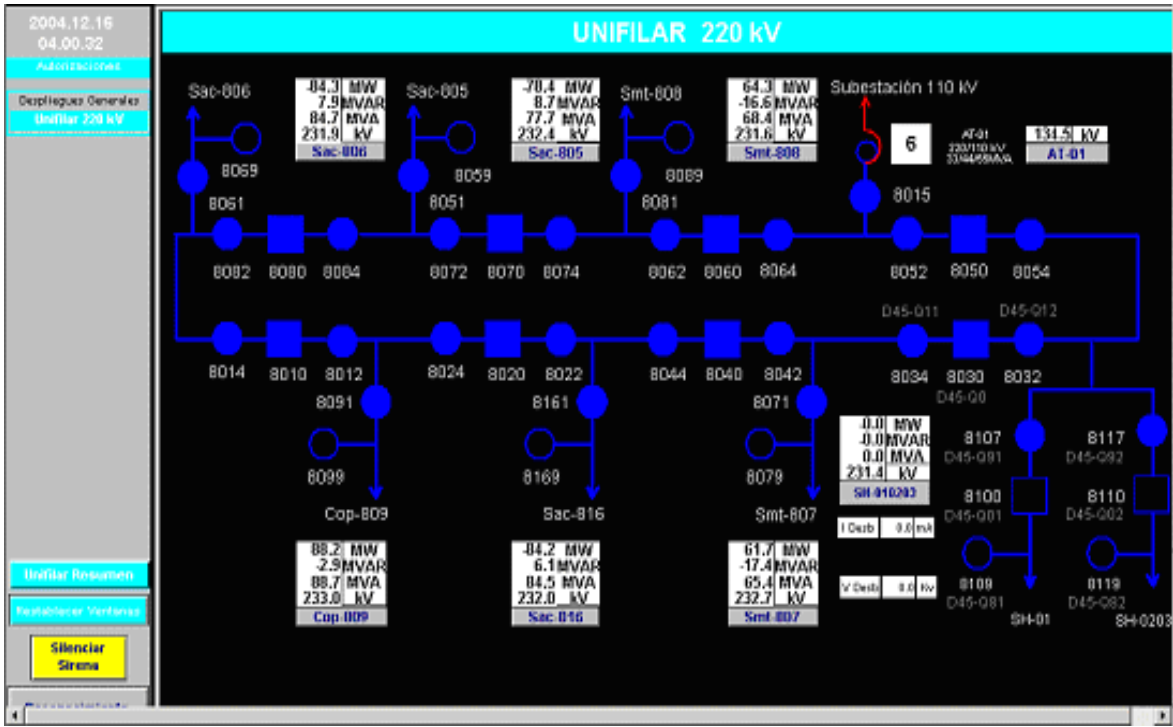
El software gráfico trabaja sobre el sistema operativo WINDOWS 2000, y permite visualizar en la Interfaz Hombre Maquina, los despliegues básicos de unifilares, listados de alarmas, mandos y tendencias.

La IHM es la principal interfase entre el operador y el sistema de supervisión y control de la Subestación, es decir desde ésta normalmente se monitorea y controla todos los niveles de tensión de las subestaciones, mediante cuadros de diálogos sencillos.

En general, desde la IHM se pueden observar, entre otros, los siguientes despliegues:

- Unifilar de la Subestación completa.
- Unifilar de la Subestación por cada nivel de tensión
- La arquitectura del sistema de supervisión y control de la Subestación
- El sistema de Servicios Auxiliares.
- Tendencias.
- Enclavamientos
- Listado de eventos.
- Listado de alarmas

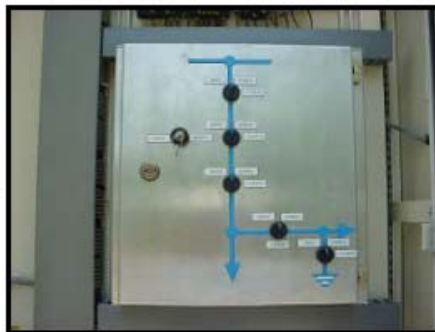
A continuación se presentan algunas gráficas con algunos de los despliegues típicos de la IHM.



3.2.8. Estandarización en niveles de operación.

Otro de los objetivos del cambio del Control fue el de la estandarización y dentro de esto aplica la de los niveles de operación el cual se realizo de acuerdo al siguiente criterio:

- a) Nivel 0 para los equipos de alta tensión, en los niveles de 220 kV y 110 kV, en donde se cambiaron los módulos contra maniobras erróneas. Corresponde al mando que se ejecuta directamente desde los mecanismos de operación de los interruptores y seccionadores con enclavamientos mínimos. Se implementó un conmutador con los modos de operación REMOTO - LOCAL. En el modo de operación REMOTO, sólo se pueden ejecutar comandos desde los niveles superiores. En el modo de operación LOCAL, sólo se pueden ejecutar comandos por medio de los pulsadores para cierre y apertura del mecanismo de operación. Estos mandos se instalaron en los tableros denominados Marshalling Kiosk (MK's).



- b) Nivel 1: Corresponde al mando de los equipos de alta tensión, en los niveles de 220 kV y 110 kV, por medio de la unidad de control de bahía, en la cual existe un selector que permite habilitar o inhibir la verificación de enclavamientos para los mandos. De igual manera se encuentra un selector para los modos de operación LOCAL – REMOTO, en el modo de operación REMOTO sólo se permiten comandos desde los niveles superiores. En el modo de operación LOCAL sólo se permiten comandos desde la IHM local de la unidad de control de bahía, utilizando los enclavamientos procesados por esta última.
- c) Nivel 2: Corresponde al mando desde la IHM, de la estación de operación de la subestación.
- d) Nivel 3: Corresponde al mando desde el Centro de Control desde el cual se debe poder operar y controlar en forma remota todos los equipos de la subestación.

El anterior esquema, fue implementado en todas las subestaciones en las cuales se utilizaron los mismos equipos, software, símbolos, colores, despliegues, listados, diseños e información. En general en todo el desarrollo se logró el objetivo de mantener sistemas estándar en todas las subestaciones.

3.2.9. Verificación enclavamientos.

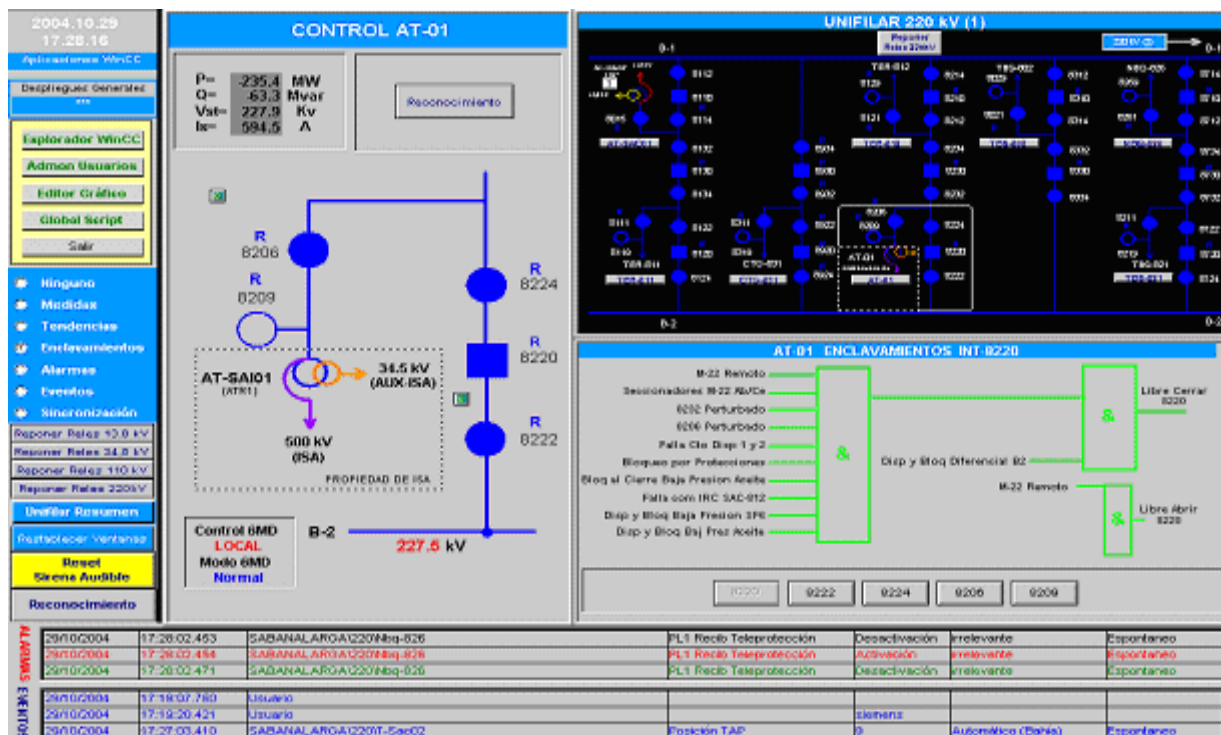
En las unidades de control de bahía, se incluyó la funcionalidad de verificación de enclavamientos, la cual tiene como objetivo primordial, brindar seguridad y prevenir operaciones incorrectas que puedan ocasionar daños en los equipos o en el personal de la subestación.

Todos los comandos de los aparatos deben estar enclavados con respecto a los otros dispositivos de maniobra de los campos, a efectos de eliminar las maniobras peligrosas, indeseadas, inadmisibles o simultáneas. En las unidades de control de bahía se procesan todas las posiciones y alarmas de los equipos de corte requeridas para la verificación de enclavamientos, la falta de claridad en la información tal como posiciones intermedias o fallas de equipos, fallas en la transferencia de datos, etc., son reportadas y evitan operaciones no permitidas.

Las unidades de bahía, poseen un puerto de comunicaciones para intercambio de información con otras unidades (peer to peer), de tal manera que los enclavamientos son ejecutados directamente por la unidad de control asociada, y la información requerida de otros campos o unidades se adquiere mediante intercambio serial por el puerto de comunicaciones convirtiendo cada par de unidades en una sola a nivel de señales y enclavamientos.

En las IHM's de las subestaciones (niveles 1 y 2), se crearon despliegues apropiados que suministran información acerca de los enclavamientos relacionados con cada equipo, indicando en tiempo real si son cumplidos o no, con el fin de entregar información visual al operador para, permitir la realización de un comando.

Despliegue típico que permiten verificar enclavamientos, puede ser observado en la siguiente figura:



3.2.10. Selección de tensiones

Debido a que en las unidades de control de bahía se dispone de toda la información de posiciones y alarmas en los niveles de tensión de 110 kV y 220 kV se implemento la lógica de selección de tensiones para sincronismo de interruptores, mediante programación.

Al realizar la lógica de selección de tensiones mediante programación en las unidades de bahía, se reduce la gran cantidad de cableado requerido cuando se hace esta función mediante lógica cableada, de esta manera también se reduce los puntos de falla y el diseño para todas las subestaciones se estandarizó, cualquier anomalía que se presente en el esquema de selección, es inmediatamente detectada y registrada en los niveles 1, 2 y 3, es importante resaltar que debido a la lógica programada, la inclusión de nuevos equipos o modificaciones se realiza en forma mas fácil y rápida.

3.2.11. Sincronismo.

Teniendo en cuenta que las Unidades de control de bahía tienen incluida la función 25 (sincronismo) y la realización de la lógica de selección de tensiones mencionada en la sección anterior, se tomó la decisión de utilizar las unidades de bahía para realizar el sincronismo para cierre de interruptores.

En resumen con la realización de la selección de tensiones y sincronismo en las unidades de control de bahía, se simplificó y estandarizó el diseño para todas las subestaciones, con la ventaja adicional que quedan registros en los niveles 1, 2 y 3, de todas las señalizaciones que ayudan a identificar cuando la selección y el cierre de un interruptor han sido exitosos o fallida, y se puede resaltar, en general las siguientes funcionalidades:

- Disminución del cableado y de relés repetidores.
- Disminución de mantenimiento al disminuir cableados.
- Mejora de la confiabilidad en el funcionamiento del esquema (lógica programada)
- Disminución de costos de mantenimiento.
- Eliminación de relés de sincronismo independientes.
- Suministro de mayor información para el análisis de fallas.
- Mejora en los tiempos de detección de fallas
- Disminución de puntos de falla.
- Funciones de autodiagnóstico.
- Estandarización de equipos en las subestaciones.

3.2.12. Ejecución recierre monopolar o tripolar.

Teniendo en cuenta que en las Unidades de control de bahía se dispone de información que permite saber cuando el disparo ha sido monopolar o tripolar, se habilitó la unidad de bahía para que ante la señal proveniente del relé de recierre ejecute la orden de cierre monopolar (sin verificación de sincronismo) o tripolar (con verificación de sincronismo).

3.2.13. Disparo por discrepancia de polos.

Otra de las funciones implementadas fue la de disparo por discrepancia de polos, la cual consiste en que una vez que la unidad de bahía recibe la señal de discrepancia de polos, espera un tiempo de dos segundos y si la señal de discrepancia no ha desaparecido, se ordena la apertura del interruptor correspondiente.

4. Conclusiones.

El sistema de control en los niveles de tensión de 110 kV y 220 kV, en algunas subestaciones, estaban basados en un gran porcentaje, en módulos contra maniobras erróneas, los cuales eran dispositivos electromecánicos, con mas de veinte años de haber sido puestos en servicio, y la fabricación de estos elementos ya se encontraban fuera de producción, por lo que la consecución de repuestos era difícil, costosa y con tiempos de entrega muy altos.

Los módulos contra maniobras erróneas con frecuencia presentaban fallas a nivel de control de las subestaciones, lo cual afectaba la operación de las mismas y por ende en muchas ocasiones colocaba en grave riesgo el sistema interconectado y los tiempos totales de maniobras exigidos regulatoriamente. Es importante aclarar que los gabinetes, o kioscos en patio, que alojaban los módulos contramaniobras erróneas, presentaban deterioro en el sistema de sellamiento y las borneras estaban en mal estado.

Debido a lo anterior se estableció un plan con el fin de reemplazar estos equipos por Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's) así como el mantenimiento de los gabinetes de patio (sellamiento, pintura, iluminación, higróstatos), y el cambio de todas las borneras existentes en ellos.

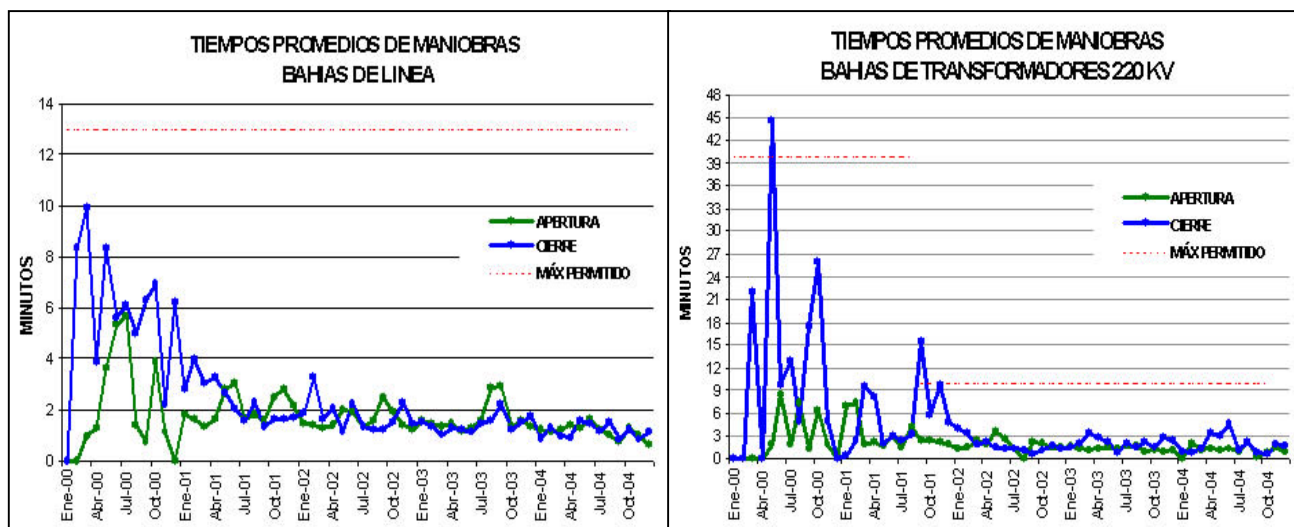
De otro lado, los equipos para la interfase entre el Centro de Control y las subestaciones, eran Unidades Terminales Remotas desarrolladas con tecnología de los años setenta, las cuales no poseían entradas seriales (eléctricas u ópticas) para comunicación con los IED's, la resolución para la adquisición de eventos era de 10 milisegundos (incumpliendo requisitos de la Comisión de Regulación de Energía y GAS), y el protocolo de comunicaciones con el centro de control era propietario y cerrado.

Dado esto ultimo se realizo el cambio de las Unidades Terminales Remotas por equipos de última tecnología, que permitiese acoplarse en forma serial (eléctrica u óptica), con los diferentes Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's) existentes en el mercado eléctrico, y al mismo tiempo viniesen dimensionadas para la supervisión y control total de la subestación, incluyendo servicios auxiliares.

Paralelamente con lo anterior se ha venido modernizando las protecciones de sus subestaciones, colocando relés con tecnología de punta, los cuales además de su gran versatilidad y manejo de información de fallas y oscilografía, tienen puertos eléctricos y ópticos para comunicación con otros IED's.

Todos estos trabajos llevaron a cumplir el objetivo inicialmente trazado y una disminución del tiempo total de las maniobras operativas de los activos de la compañía lo que conlleva a la reducción tiempos muertos de maniobras por no operación y por ende reducción del mantenimiento

que redunda en una ostensible reducción de costos. La disminución de los tiempos de operación se muestra siguientes gráficas:



5. Bibliografía

SIEMENS AG. SICAM PlusTools for SAS Manual, Nurnberg, Germany. Siemens , 2002, cap. 1, pp. 2-5.

SIEMENS AG. SICAM PlusTools CFC Blocks, Nurnberg, Germany. Siemens, 2002, cap 1.

TELETROL, "Curso Protocolo de Comunicaciones DNP v3.0", Caracas, Venezuela. Harris, 2001

ABB, System 800xA, Vasteras, Sweden, ABB, SECCION 2, p. 6-9

IEEE, Publishing Services Department, "Information for authors", Instructivo para autores del IEEE. New York. 1983.

RESUMEN HOJA DE VIDA DEL AUTOR

Julio Pombo Acevedo, nació en Barranquilla, Colombia el 1 de Enero de 1973. Recibió el título de Ingeniero Electricista de la Universidad del Norte en 1997. Desde ese año laboro como docente en la Facultad de Ingeniería Electrónica de la Universidad Autónoma del Caribe dictando las cátedras de Maquinas Eléctricas, Circuitos Eléctricos y Física Electricidad. En mismo año laboro en el Politécnico Costa Atlántico como docente de las asignaturas Circuitos Eléctricos y Materiales Eléctricos en las facultades de Ingeniería Electrónica y Diseño Industrial respectivamente. En el año 1999 paso a laborar en la empresa Distribuidora de Energía Eléctrica de la Costa Atlántica Colombiana, Electricaribe donde desempeño el cargo de Jefe de Redes Urbanas. Desde el año 2000 labora como Ingeniero del área de Telecontrol del Departamento de Telemática de la compañía transmisora de Energía de la Costa Atlántica, TRANSELCA. En el periodo del año 2003 al 2004 se especializo en el área de Transmisión de la Energía Eléctrica, título otorgado por la Universidad del Norte y en la actualidad labora en TRANSELCA en conjunto con varios grupos de trabajo en la planeación y ejecución de proyectos de Automatización y puesta en servicio de subestaciones de la compañía y clientes externos.