

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

SIMULACION DE LA AUTOMATIZACION DE UNA SUBESTACION DE DISTRIBUCION

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE POTENCIA**

DIEGO FABRICIO LOPEZ MUÑOZ

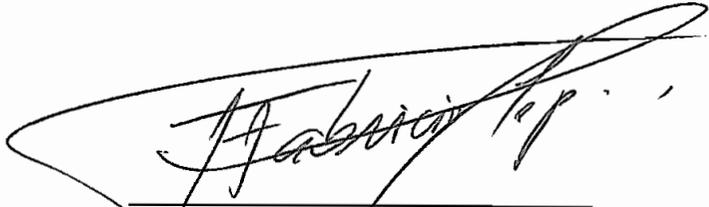
DIRECTOR: ING ANTONIO BAYAS

Quito, Noviembre, 2001

DECLARACIÓN

Yo, FABRICIO LOPEZ M., declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

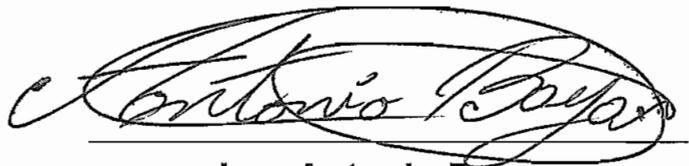
La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normatividad institucional vigente.



FABRICIO LOPEZ M.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Fabricio López Muñoz, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, reading "Antonio Bayas", is written over a horizontal line. The signature is highly stylized and cursive.

Ing. Antonio Bayas
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Deseo expresar mi agradecimiento a ABB por toda la ayuda brindada para el desarrollo y elaboración de esta tesis de grado, especialmente a mis compañeros y amigos de ABB Suecia y Finlandia que colaboraron con valiosas sugerencias, así como agradecer al Ing. Antonio Bayas por su respaldo y empuje.

DEDICATORIA

Con el debido respecto y consideración a mi querida esposa Patricia y el consiguiente cariño para mis hijos Juan José y Martin Emilio, dedico el desarrollo del presente trabajo, a la que fue mi buena y siempre recordada madre Beatriz, quien desde el cielo contemplará realizado el sueño que ambicionó toda su vida.

INDICE

- 1. OBJETIVO, ALCANCE Y JUSTIFICACION**
- 1.1 OBJETIVO**
- 1.2 ALCANCE**
- 1.3 JUSTIFICACION**

- 2. SUBESTACIONES**
- 2.1 QUE ES UNA SUBESTACION ELECTRICA ?**
- 2.2 COMPONENTES DE UNA SUBESTACION DE ENERGIA ELECTRICA**
- 2.2.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA**
- 2.2.2 INTERRUPTORES**
- 2.2.2.1 TIPOS DE INTERRUPTORES**
- 2.2.3 SECCIONADORES**
- 2.2.4 FUSIBLES**
- 2.2.5 TRANSFORMADORES DE MEDIDA**
- 2.2.5.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE**
- 2.2.5.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL**
- 2.2.6 APARATOS DE PROTECCION**
- 2.2.7 APARATOS DE MEDICION**
- 2.2.8 PARARRAYOS**

- 2.2.9 ESTRUCTURAS DE SOPORTE**

- 3 AUTOMATIZACION**
- 3.1 CONCEPTOS BASICOS**
- 3.2 UNIDADES DE PROTECCION Y CONTROL**
- 3.2.1 GENERAL**
- 3.2.2 CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS**
TERMINALES DE PROTECCIÓN
- 3.2.2.1 ESTANDARES APLICABLES**
- 3.2.2.2 CONDICIONES AMBIENTALES**
- 3.2.2.3 INTERFACE HOMBRE - MAQUINA**
- 3.2.2.4 INTERFACE DE COMUNICACION**
- 3.2.2.5 AUTO SUPERVISION**
- 3.2.2.6 INSTALACION**
- 3.2.2.7 FUENTE DE ALIMENTACION**
- 3.2.2.8 REQUERIMIENTOS DE LA PROTECCION**

- 4. APLICACION**
- 4.1 CONFIGURACION BASICA**
- 4.1.1 NIVEL DE PROCESO Y DE BAHIA**
- 4.1.2 BUS ENTRE BAHIAS**
- 4.1.3 NIVEL DE LA ESTACION**
- 4.2 IMAGEN DEL PROCESO**

- 4.3 CONTROL
- 4.4 ENCLAVAMIENTOS
- 4.5 CHEQUEO DE SINCRONISMO.
- 4.6 MANEJO DE EVENTOS
- 4.7 MANEJO DE ALARMAS
- 4.8 MANEJO DE MEDICIONES
- 4.9 PROTECCION
- 4.9.1 PROTECCION ADAPTABLE
- 4.10 REGISTRO DE FALLAS
- 4.11 DESLASTRE DE CARGA Y RESTAURACION
- 4.12 COLOREADO DINAMICO DE LA BARRA
- 4.13 INFORMACION DE MANTENIMIENTO DEL EQUIPO PRIMARIO
- 4.14 TRANSFERENCIA DE BARRAS DE ALTA VELOCIDAD
- 4.15 INTERFACE HOMBRE – MAQUINA
 - 4.15.1 ESTACION DE TRABAJO DEL OPERADOR
 - 4.15.2 MULTIPLES ESTACIONES DE TRABAJO
 - 4.15.3 SEGURIDAD DEL SISTEMA
 - 4.15.4 LISTA DE EVENTOS
 - 4.15.5 LISTA DE ALARMAS
 - 4.15.5 PAQUETE DE TENDENCIAS
 - 4.15.6 REPORTES
 - 4.15.7 ARCHIVOS

- 4.16 FUNCIONES RELACIONADAS CON EL SISTEMA**
- 4.16.1 CONEXION CON EL CENTRO DE CONTROL DEL SISTEMA**
- 4.16.2 SINCRONIZACION DE TIEMPO**
- 4.16.3 REDUNDANCIA**
- 4.16.4 SUPERVISION DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES**
- 4.16.5 HERRAMIENTAS DE INGENIERIA**
- 4.16.6 HARDWARE**
- 4.16.7 COSTO ESTIMADO PARA LA AUTOMATIZACION DE UNA SUBESTACION**
- 5. CONCLUSIONES**
- 6. RECOMENDACIONES**
- 7. BIBLIOGRAFIA**
- 8. ANEXOS**

SIMULACION DE LA AUTOMATIZACION DE UNA SUBESTACION DE DISTRIBUCION

1. OBJETIVO, ALCANCE Y JUSTIFICACION

1.1 OBJETIVO:

La masiva incorporación de los microprocesadores en la mayor parte de los equipos que nos rodean, ha permitido un desarrollo tecnológico en los equipos asociados a la automatización de subestaciones, permitiendo de esta manera que la operación de un sistema eléctrico pueda ser automatizado con mucha facilidad. Esta tesis trata de recopilar los más altos criterios tecnológicos en el campo de la Automatización de Subestaciones de distribución.

1.2 ALCANCE:

Dentro del convenio de cooperación interinstitucional firmado entre la Escuela Politécnica Nacional y la Empresa Asea Brown Boveri S.A. se entregó un equipo simulador de protecciones eléctricas, el alcance de esta tesis es la automatización de un alimentador de la subestación de este simulador utilizando el MICROSCADA desarrollado por ABB.

1.3 JUSTIFICACION:

El mundo de la Tecnología de Información, super-autopistas de información y computadoras están rápidamente cambiando la forma en que mucha gente trabaja. Estas áreas están también creciendo en importancia en la esfera de terminales de protecciones y de automatización de subestaciones eléctricas. Virtualmente todos los terminales numéricos modernos están equipados con una o más puertas de comunicación, a través de las cuales la totalidad de la información disponible puede ser obtenida en forma rápida y confiable.

La integración de funciones en un mismo equipo también está creciendo rápidamente. Por esta razón nos referimos hoy en día a los relés como "terminales", ya que incluyen funciones tradicionalmente provistas por otros equipos y sistemas.

En términos generales podríamos decir que la generación más reciente de Tecnología de Información brinda terminales de protección, medición, control y monitoreo que benefician la solución del monitoreo de subestaciones contribuyendo a una mayor utilización costo-efectividad y a una mayor disponibilidad del equipo primario.

2. SUBESTACIONES

2.1 QUE ES UNA SUBESTACION ELECTRICA ?

Una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen como función cambiar las características de voltaje y corriente de la energía eléctrica y proveer las facilidades

necesarias para su interrupción, control y protección para condiciones de operación normal y de emergencia. [1]

2.2 COMPONENTES DE UNA SUBESTACION DE ENERGIA ELECTRICA.

En sistemas de energía eléctrica de corriente alterna modernos funcionan para entregar a usuarios en los centros de carga, la energía eléctrica provenientes de fuentes de generación. El equipo eléctrico en una subestación típica puede incluir lo siguiente:

- Transformadores de potencia.
- Interruptores.
- Seccionadores.
- Fusibles.
- Transformadores de medida.
- Aparatos de protección.
- Aparatos de medición.
- Pararrayos.
- Estructuras de soporte.

2.2.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Tienen por objeto cambiar el nivel de los valores de voltaje y corriente manteniendo la potencia. Se debe considerar y especificar las principales características tales como:

- Transformadores monofásicos o trifásicos.
- Grupo de conexión.
- Regulación de tensión.
- Tipo de enfriamiento: natural (OA), aire forzado (FA) y aceite forzado (FO)
- Características específicas: kVA, RT, $\text{Cos } \varphi$, Hz

2.2.2 INTERRUPTORES

Los interruptores automáticos son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de conducir e interrumpir corriente en condiciones normales de un circuito, así como también de conducir durante un tiempo específico e interrumpir corriente en condiciones anormales, como por ejemplo, las de cortocircuito. El medio en que tiene lugar la interrupción puede ser aire, gas, aceite o vacío. Su operación o ciclo de trabajo puede consistir en lo siguiente: [1]

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre con corrientes de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.

- Fallas de línea corta.
- Oposición de fase durante la salida del sistema.
- Recierres automáticos rápidos.
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra.

Las normas internacionales recomiendan que como mínimo se deben especificar las siguientes características nominales en un interruptor:

- Voltaje nominal y corriente nominal.
- Frecuencia nominal.
- Capacidades de interrupción simétrica y asimétrica.
- Capacidades de cierre de cortocircuito.
- Máxima duración de la corriente de cortocircuito ó corriente nominal de tiempo corto y ciclo de operación nominal

2.2.2.1 TIPOS DE INTERRUPTORES

Los Interruptores se clasifican en:

- a) **Interruptores de gran volúmen de aceite.**- Los contactos operan en el aceite como medio aislante, la extinción del arco se realiza por la acción del hidrógeno producido por la descomposición del aceite debido al arco. Una desventaja está en su exagerado

tamaño, pérdida de aceite con el envejecimiento, alto peligro de incendio.

- b) **Interruptores de pequeño volúmen de aceite.-** Instala los transformadores de corriente fuera del tanque, reduce tamaño y riesgo de incendio por la menor cantidad de aceite contenido.
- c) **Interruptores en SF6.-** De alta rigidez dieléctrica y altamente refrigerante, reduce espacio y mínimo mantenimiento.
- d) **Interruptores en vacío.-** Bastante seguros y económicos, son algo voluminosos.
- e) **Interruptores de aire comprimido.-** Requieren de aire comprimido en gran cantidad, produciendo inconvenientes con el sistema neumático.
- f) **Interruptores de soplo magnético.-** La extinción del arco es producido por campo magnético creado por una bobina en el momento de la operación, no muy utilizados debido a la dependencia de la bobina mencionada.

Para subestaciones nuevas se recomienda los intrruptores en SF6 para el lado de alto voltaje y para el lado de bajo voltaje pueden ser en SF6 o en vacío, recomendándose mejor los inerruptores en vacío, por su mayor seguridad en la operación y menor costo de mantenimiento. [1]

2.2.3 SECCIONADORES

Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de la corriente en un circuito, pueden ser maniobrables bajo voltaje pero en general sin corriente, ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula limitada por la fortaleza de sus contactos. Aseguran un aislamiento físico visible y consecuentemente seguro. Los seccionadores deberán cumplir con lo siguiente: [1]

- Garantizar un perfecto aislamiento entre fases y a tierra.
- Conducir en forma continua la corriente nominal sin que aumente la temperatura.
- Especialmente en los contactos por efectos de las corrientes de corto circuito.
- Soportar por un segundo mínimo los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de cortocircuito.
- La forma de los contactos y cuchillas deberán ser de tal forma que operen aún en condiciones de formación de hielo.

2.2.4 FUSIBLES

Son utilizados en la protección contra el corto circuito y contra sobrecargas, cada vez que opera, requiere de la sustitución de su elemento fusible, por tanto no está diseñado para operación ni

maniobra. Las características principales que definen a un fusible son:
[1]

- Voltaje nominal: que deberá ser igual al máximo voltaje de diseño del circuito correspondiente.
- Corriente nominal: considerada entre 1.2 a 1.6 veces la corriente nominal.
- Capacidad interruptiva: Es el máximo valor de corriente que el fusible puede interrumpir con voltaje nominal

2.2.5 TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Son utilizados para obtener señales de Corriente y Voltaje de cualquier sistema eléctrico de potencia brindando seguridad y protección a los equipos secundarios asociados a ellos para fines de protección y medición. Los estándares definen a los transformadores de corriente con 5A en su devanado secundario y con 115V o 120V a los Transformadores de potencial.

Incluir clase de precisión en TC y TP

2.2.5.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Para propósitos de medición y protección. Pueden instalarse a los interruptores sea tipo bushing o tipo pedestal. Constructivamente se tiene del tipo Barra o del tipo U.

2.2.5.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Para propósitos de medición y protección. Constructivamente se tiene de tipo electromagnético o convencional y capacitivo que nos sirven adicionalmente para el envío de señal de onda portadora.

2.2.6 APARATOS DE PROTECCION

Su finalidad es proporcionar medios para eliminar o mitigar los efectos dañinos de las fallas eléctricas sobre los diversos elementos del sistema eléctrico. El elemento principal de protección es el relé o terminal. Los terminales pueden dividirse en los siguientes grupos.

- Electromecánico / actualmente en desuso.
- Estado sólido / actualmente en uso por bajo costo
- Microprocesados / altamente utilizados.

Las principales protecciones que deben considerarse para los diferentes elementos de una S/E. son:

a) Protección de alimentadores

- Protección de Sobrecorriente.
- Protección de distancia.
- Protección direccional de sobrecorriente.
- Protección diferencial.

b) Protección de Transformadores

- Protección de Sobrecorriente.
- Protección Diferencial.
- Protección térmica de devanados.
- Protección Buchholz.
- Máxima temperatura y Mínimo nivel de aceite.

c) Protección de Barras

- Aplicable en subestaciones grandes y es del tipo diferencial

2.2.7 APARATOS DE MEDICION

Su finalidad es proporcionar medición y registro. Se pueden clasificar en dos tipos:

2.2.7.1 ELECTROMECHANICOS

Utilizan las salidas directas de los transformadores de corriente y de los transformadores de voltaje.

2.2.7.2 DIGITALES

Utilizan las salidas de los transductores de corriente y transductores de voltaje.

Los principales son:

- a) **Amperímetros.**- Medición directa en sistemas de bajo voltaje y medición indirecta en sistemas de medio y alto voltaje utilizando Transformadores de Corriente.
- b) **Voltímetros.**- Medición directa en sistemas de bajo voltaje y medición indirecta en sistemas de medio y alto voltaje utilizando Transformadores de Voltaje.
- c) **Vatímetros y Varímetros.**- Con medición directa ó indirecta dependiendo el nivel de voltaje del sistema.
- d) **Contadores de energía.**- Son los Vatímetros y Varímetros asociados a un elemento integrador en el tiempo, dando como resultado Energía Activa y Energía Reactiva.

2.2.8 PARARAYOS

Los pararrayos son protección contra sobrevoltajes producidos por los rayos, que son sobrevoltajes externos y contra sobrevoltajes generados internamente como por ejemplo por la operación de un interruptor. Los rayos son la causa más frecuente de los sobrevoltajes en los sistemas eléctricos. Básicamente el rayo es una chispa gigantesca que proviene del desarrollo de millones de voltios entre las nubes o entre una nube y la tierra. [1]

El objetivo básico de la protección por sobrevoltaje de los sistemas de energía es evitar la disrupción del aislamiento y las interrupciones que se dan como consecuencia o los daños al equipo.

Los pararrayos se clasifican en los siguientes tipos:

- Tipo estación.
- Tipo intermedio
- Tipo distribución
- Tipo industrial o comercial

La clasificación anterior se basa en las capacidades nominales de kilovoltios y de la cantidad de energía que pueden descargar.

2.2.9. ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Para soportar e instalar debidamente el equipo eléctrico se requiere estructuras hechas de acero, aluminio o madera, que requieren cimientos de concretos. Una subestación típica de tipo abierto requiere estructuras de anclaje para soportar conductores de líneas de transmisión; soportar estructuras para seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de volteje, pararrayos y estructuras y soportes para barras rígidas.

3. AUTOMATIZACION

La alimentación fiable de energía tiene una importancia primordial para nuestra civilización altamente desarrollada. Una gran parte de la economía mundial se ocupa de poner a disposición la energía de modo seguro y fiable en cualquier lugar donde ella sea necesaria. Puesto que las perturbaciones y las fallas en la alimentación de energía pueden causar considerables daños, las empresas productoras y distribuidoras de energía están sometidas a una gran presión para satisfacer las exigencias de un abastecimiento sin perturbaciones. Al mismo tiempo, los costos crecientes de la energía y los esfuerzos para una utilización cuidadosa de los recursos del ambiente exigen un empleo económico de las reservas decrecientes de energía.

La vigencia global de toda la red de distribución es una condición previa para un suministro fiable de energía. Una explotación sin perturbaciones ni fricciones exige entre otras cosas el dominio seguro del flujo rápidamente creciente de informaciones resultantes de la complejidad siempre en aumento de las redes. El sistema universal de control y mando SCADA responde a todas las exigencias relacionadas con una explotación moderna y automatizada de redes. El sistema ofrece funciones globales y eficientes a sus explotadores.

[2]

3.1 CONCEPTOS BASICOS

¿Qué es una interfaz física?.- Es el Hardware y el medio físico utilizada para propagar una señal entre dispositivos.

Ejemplos de interfaz física: RS232, RS485, puerto paralelo de impresora, etc.

Ejemplos de medio físico de red: par trenzado de cobre, cable coaxial, fibra óptica, aire libre, etc.

¿Qué es un protocolo?.- Es un conjunto de reglas para regular la transmisión y recepción de datos.

Ejemplos de protocolos: Modbus, Modbus Plus, DNP, ASCII, SPACOM, LON, etc...etc...

¿Qué es un Modem?.- Es un dispositivo que toma una señal de comunicaciones y la modula de otra forma. Las formas más comunes de modems son: teléfono, fibra óptica, micro-ondas y radio frecuencia. La conectividad de los modems permite la conexión de múltiples dispositivos en una red de comunicaciones o permite la extensión de la distancia de comunicación en una red de dos nodos.

¿Qué es un IED?.- El dispositivo final y fuente de todos los datos y capacidades de control es frecuentemente llamado IED (Intelligent Electronic Device).

Ejemplos: PLC, relés microprocesados, contadores de energía, etc.

¿Porque RS232?.- La idea de RS232 fue desarrollar una interfaz standard para equipos de comunicación de datos, de tal manera que hubiese “comunicación confiable” e “interconectividad” con equipos de diferentes fabricantes.

Características:

- Las señales son representadas por niveles de voltage con respecto de tierra.
- Esta interfaz es usualmente para comunicaciones punto a punto a bajas velocidades (20000 bits por segundo).
- Distancia máxima de cable de interconexión 30 a 60 metros.
- Conexiones tipo:

DTE (Data Terminal Equipment)

DCE (Data circuit termination equipment)

Interfaz física DB25 (25 pines) o DB9 (9 pines)

Problemas:

- Interferencia y resistencia del cable:
 - Baja distancia de transmisión.
 - Bajas velocidades de transmisión
- Problemas de conexión:

- Incorrecta función de comunicaciones (DTE vs DCE) para el cable en uso, resultando en conexiones reversas del Transmit y el Receive.
- Incorrecto uso del conector (Male / Female) o configuración de pines, dificultando la conexión.
- No existe la posibilidad de dar una dirección al dispositivo, puesto que la conexión es punto a punto.

¿Porque RS485?.- La idea de RS485 fue desarrollar una interfaz standard para equipos de comunicación de datos de red, de tal manera que hubiese “comunicación confiable” e “interconectividad” con equipos de diferentes fabricantes.

- Comunicación multipunto, varios dispositivos pueden ser conectados a un mismo cable.
- La arquitectura es en el 95% de los casos Master/Slave, en la cual cada Slave tiene su propia dirección y responde únicamente cuando hay un llamado a su dirección .
- Los datos pueden ser transferidos en ambas direcciones simultaneamente. Velocidad de transmisión hasta 2.5 MB/s.
- Distancia máxima de cable de interconexión 1200 metros (4000 pies).
- Tipos:

RS485 (Simple par): en esta versión todos los equipos son conectados a un solo par trenzado. La comunicación va sobre la misma línea en ambas direcciones.

RS485 (Doble par): doble par trenzado: no hay necesidad de que el Master tenga una salida "tri-state"

- Mientras que RS232 trabaja con niveles de voltage con respecto a tierra este trabaja con voltages diferenciales entre 2 y 7 V aprox.
- EIA-RS485 (ISO8482) define la impedancia de entrada del circuito RS485, $R_i=12 \text{ k}\Omega$. Luego hasta 32 dispositivos transmisores, receptores, o combinación pueden ser conectados en una sola línea. Ya que la transferencia de datos es bidireccional la línea necesita tener una resistencia de terminación en ambos extremos.
- La terminación de la línea en RS485 es ESENCIAL, especialmente para altas ratas de transferencia de datos y cables largos. Las principales razones para la correcta terminación son las reflexiones en el final de la línea y el requerimiento de mínima carga para transmitir.

En Suma:

Capacidad de configurar redes (Direccionamiento), simplicidad constructiva, mayor velocidad de transmision, mayor longitud de la red.

Protocolos.-

10 Byte: Uso industrial, simple ASCII, baja velocidad, no recomendado para automatización de subestaciones.

Modbus: Standard industrial, baja velocidad no recomendado para funciones complejas de automatización, puede soportar la mayoría de las capacidades de los IEDs conectados, podría requerir modificaciones para hacerlo "compatible con UCA".

Modbus Plus: Standard industrial, provee alta velocidad de datos y control, mejor para funciones de automatización, puede soportar la mayoría de las capacidades de los IEDs conectados, uno de los más fáciles para actualizar a "compatible UCA".

DNP: Standard industrial, velocidad similar a Modbus. Es un protocolo abierto que fue desarrollado para establecer interoperabilidad entre RTUs, IEDs y estaciones maestras. DNP ha sido adoptado por el Substation Committee de la IEEE Power Society como práctica recomendada para comunicaciones RTU-IED.

Otros protocolos: Muchos protocolos "quasi-standard" existen, especialmente para la conexión de RTUs a sistemas SCADA, pero no se puede asegurar su vigencia en el tiempo y las futuras complicaciones de la red.

UCA: Utility Communication Architecture. El corriente uso de esta abreviación es una referencia genérica a standards detallados, ahora bajo desarrollo por la IEEE y la IEC, que definirá técnicas de comunicación y requerimientos para protocolos que acrecentarán las

funciones de automatización de las subestaciones y la interoperabilidad de los equipos. [1]

La tendencia es el uso de Ethernet™ como la red de comunicación y MMS™ como la capa de servicio.

IEC870-5: Es una definición general de protocolo desarrollado por la International Electrotechnical Commission. El formato 101 ha sido adoptado como práctica recomendada para comunicación de RTU-IED.

Resumen de características de velocidades [2]

Protocolo	Típico	Máximo
ASCII	2.400 bits por segundo	Depende del modem, usualmente 19.200 Bd
10-Byte	2.400 bits por segundo	Depende del modem, usualmente 19.200 Bd
DNP 3.0	9.600 bits por segundo	Depende del modem, usualmente 19.200 Bd
DNP 3.0 a SCADA	1.200 bits por segundo usando FSK modem	Depende del modem, usualmente 9.600 Bd
Modbus	9.600 bits por segundo	Depende del modem, usualmente 19.200 Bd
X-window Dial-up	28.800 bits por segundo	Depende del modem, máximo corriente 56.000 Bd

Modbus Plus	1 Megabit por segundo	1 Megabit por segundo
Ethernet TCP/IP	10 megabits por segundo	10 Megabits por segundo

3.2 UNIDADES DE PROTECCION Y CONTROL

3.2.1 GENERAL

El objetivo básico del principio de protección de la subestación es de proporcionar el reconocimiento exacto preciso y correcto de la condición de una falla, para asegurar el rápido aislamiento del circuito fallado del sistema. Para conseguir esto, el esquema de la protección debe incluir las siguientes características:

- a) Alta fiabilidad y seguridad.
- b) Tiempos de operación rápidos.
- c) Minimizar el daño de ambas partes: del circuito fallado y las partes adyacentes del sistema, debido al paso de la corriente de falla.
- d) Mantener la estabilidad del sistema.

Los terminal o esquema de terminal deben satisfacer los requerimientos del sistema. Sin embargo, queda a la responsabilidad del Ingeniero de Protecciones asegurar toda la coordinación y

compatibilidad entre los terminales de cada esquema de protección y cualquiera que sea el equipo secundario asociado. [2] [3]

Para las abreviaciones favor referirse al Anexo #1

3.2.2 CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS TERMINALES DE PROTECCIÓN

Los terminales de protección actuales se basan en Microprocesadores. La decisión de disparo "trip" deberá basarse en el microprocesador por lo tanto deberá de ser de diseño numérico moderno. [2] [3]

Con el diseño numérico, los terminales de protección como mínimo deberán mantener:

- Los terminales deberán ser de multi-función donde la protección, el control, las mediciones, el monitoreo y la comunicación estarán incluidas en la misma unidad.
- Auto supervisión interna, para minimizar la necesidad de mantenimiento periódico del sistema y ensayos y/o pruebas de los terminales.
- Registro de eventos, como por ejemplo valores de fases de corriente en el momento del disparo, duración de la etapa de la protección, etc.
- Comunicación con el SCADA y con el Sistema de Control de la Subestación (SCS), con una transparencia total, es decir haciendo

posible, en forma remota, la lectura y ajustes de todos los parámetros y datos registrados en los terminales.

- Como mínimo 2 bancos de ajustes, los cuales pueden ser cambiados o en forma local (desde la parte frontal del terminal) o en forma remota desde el SCS/SCADA o alternativamente vía una entrada binaria externa al terminal.
- Los terminales deberán de tener la posibilidad de controlar objetos (como por ejemplo interruptores y seccionadores). [4]

3.2.2.1 ESTANDARES APLICABLES

El terminal de protección debe ser probado en conformidad con los últimos standards aplicables, como por ejemplo: [4]

IEC 255 – 5	Dielectric tests
IEC 255 – 22 – 1, class III	High frequency interference tests
IEC 255 – 22 - 2, class III	Electrostatic discharge tests
IEC 801 – 3, class III	Electromagnetic field tests
IEC 521	Magnetic field tests
IEC 255 – 22 – 4, class III	Fast transient tests
IEC 255 – 21 – 3, class III	Seismic tests
IEC 255 – 21 – 1, class II	Vibration tests
IEC 255 – 21 – 2, class II	Shock/bump test

3.2.2.2 CONDICIONES AMBIENTALES

Los terminales de protección deben ser capaces de resistir las siguientes condiciones ambientales: [4]

- Temperatura de ambiente en servicio, max. + 55 °C,
- Transporte y almacenamiento en conformidad a IEC 68 – 2 – 8, - 40 °C ... + 70 °C,
- Largo término de resistencia de humedad en conformidad a IEC 68 – 2 – 3 , < 95 % humedad, + 40 °C por 56 días,
- Montaje superficial del terminal en conformidad a IEC 529, IP54,
- El ciclo húmedo de calefacción en conformidad a IEC 68 – 2 – 30.

3.2.2.3 INTERFACE HOMBRE - MAQUINA

El diálogo hombre-máquina con los terminales de protección debe ser posible de la forma siguiente: [3] [4]

- Vía el interface de comunicación desde el SCS PC.
- Vía el interface de comunicación desde un terminal portátil, por ejemplo Laptop o Notebook.
- Vía el interface local hombre-máquina.

- La interface local hombre-máquina debe cumplir con los siguientes requerimientos:
- Un display LCD con multi páginas, como por ejemplo el diagrama singular lineal (mímico), lista de eventos y alarmas, lista de mediciones, ajustes, etc.
- Indicadores LED para indicar el arranque y el disparo de la protección.
- Uso fácil de los pulsadores de navegación para el desplazamiento entre las diferentes LCD páginas, ajustes de los parámetros, etc.
- Pulsadores para aceptación y cancelación de valores de los parámetros.
- Control de luz de fondo (back-ligth) y contraste del LCD automáticamente, como por ejemplo al abrir la puerta de la S/S.
- Los terminales de protección deberán tener por lo menos 2 niveles de usuario: Nivel de operación normal y nivel de ingeniería. El nivel de ingeniería deberá ser accesible bajo un password.
- Los terminales de protección deberán ser conectados directamente a los transformadores de corriente (0.2, 1 y 5 A) y directamente a los transformadores de voltaje (100 y 110 V) donde sea aplicable.
- El disparo deberá ser de diseño de servicio pesado (heavy-duty) y posible para ser conectado directamente a la bobina de disparo del Interruptor.

Los contactos del terminal de disparo deben de resistir por lo menos lo siguiente:

- Voltaje Nominal: 250
Vac/dc
- Corriente Permanente: 5 A
- Capacidad de Cierre y conducción por 0.5 seg. 30 A
- Capacidad de Cierre y conducción por 3 seg. 15 A
- Capacidad de ruptura a 110 V dc. 3 A

Los terminales de protección además deben ser equipados con terminales para señalización donde se acepta menor capacidad, sin embargo se tendrá como mínima capacidad de resistencia lo siguiente:

- Voltaje Nominal: 250 Vac/dc
- Corriente Permanente: 5 A
- Capacidad de Cierre y conducción por 0.5 seg. 10 A
- Capacidad de Cierre y conducción por 3 seg. 8 A
- Capacidad de ruptura a 110 V dc. 0.25 A

El terminales deben ser protegido contra daños o mala operación causados por sobretensiones en los transformadores de tensión, transformadores de corriente, cables de control y de fuentes Corriente Continua.

Todos los contactos de entrada y salida deberán ser conectados a terminales tipo tornillos en la parte posterior del terminal. Los terminales deberán ser de servicio pesado.

3.2.2.4 INTERFACE DE COMUNICACION

Los terminales de protección deben tener un puerto de comunicación que sirva para: [5]

- Conectar los terminales a un moderno Sistema de Control de la Subestación SCS.
- Conectar los terminales a una Laptop o Notebook PC para la carga o lectura de parámetros.
- El medio físico de comunicación entre los terminales de protección y el Sistema de Control de la Subestación deberá ser fibra óptica, para conseguir lo más que se pueda la libertad de disturbio ambiental.
- El protocolo deberá ser de tipo Maestro – Maestro, con velocidad mínima de comunicación de 1.25 Mbits/s. El protocolo deberá cumplir con el principio de multi-maestro (varios maestros), para realizar por ejemplo enclavamientos a nivel de estación vía el protocolo de comunicación. Se presta atención especial y preferencia a terminales que cumplen con protocolos standard.
- En la elección del protocolo de comunicación a usarse se da atención especial a la funcionalidad total del sistema hacia el SCS MMI, tal como la transparencia de datos entre los terminales de

protección y el SCS PC, capacidad de la arquitectura del bus de comunicación a usarse por ejemplo para enclavamientos amplios de la estación, etc.

- Todos los datos disponibles como por ejemplo ajustes, datos registrados, etc. en los terminales de protección deberán ser posibles de leerlos y ajustarlos también en el SCS PC.

3.2.2.5 AUTO SUPERVISION

Los terminales deben tener una auto supervisión extensiva y deberá, por lo tanto, ser de mantenimiento libre. La función de auto supervisión deberá en caso de falla del terminal, notificar por lo menos en las siguientes maneras:

- Iluminación de un LED o similar en la parte frontal del terminal.
- Cambiando la posición del contacto (terminal) seco de salida en el terminal fallado.

Deberá enviarse un mensaje al SCS PC donde será procesado de la misma forma como una alarma de proceso con alta prioridad. [4]

3.2.2.6 INSTALACION

Los terminales de protección deben tener el diseño para la instalación (por lo menos) de las formas siguientes:

- Empotrado
- Semi empotrado

3.2.2.7 FUENTE DE ALIMENTACION

Los terminales de protección deben ser aptos para operar en una alimentación nominal de tensión de 110 V cc. La fuente de alimentación podrá variar; sin embargo, en condiciones de bajada o subida de carga entre 87.5 V y 137.5 V; y esta variación de tensión no deberá causar ningún daño de los componentes o cambios en la exactitud de cualquier ajuste del terminal.

El módulo de la fuente de alimentación del terminal deberá ser extraíble. El lado primario de la fuente de alimentación deberá estar protegido con fusible.

La unidad de fuente de alimentación debe basarse en convertidor tipo CC/CC con filtros de aislamiento galvánico. Tales filtros y convertidores deben ser directamente conectado a la fuente 110 VCC, para prevenir daños por transitorios que puedan ocurrir en los bancos de baterías de la subestación.

La tensión de prueba de aislamiento entre los lados primario y secundario y la tierra protectora deberá ser por lo menos 2 kV, 50 Hz, y 1 minuto.

Un LED en la parte frontal del terminal debe de encenderse cuando la fuente de alimentación está en operación. Si la tensión secundaria de

la fuente de alimentación se diferencia mucho de su valor una alarma de auto supervisión deberá de generarse. [6]

Se prefiere que el equipo no genere ningún ruido audible. Sin embargo, cualquier ruido deberá ser limitado a 50 dB (A) o 5 dB (A) sobre el ambiente, cualquiera que sea el menor, a una distancia de 1 (un) metro en cualquier dirección.

3.2.2.8 REQUERIMIENTOS DE LA PROTECCION

Los terminales deben tener por lo menos las siguientes funciones de protección disponibles: [6]

- Protección de sobre corriente tri-fásica con 3 etapas (50/51),
- Protección no direccional de falla a tierra con 3 etapas (50N/51N),
- Protección sobre tensión tri-fásica con 2 etapas (59),
- Protección de baja tensión tri-fásica con 2 etapas (27).

El terminal de protección deberá tener integrada la protección de falla del interruptor.

El terminal de protección deberá ser flexible en su diseño en el sentido que mas tarde otras funciones podrán ser activadas por medio de carga de nuevos módulos de software, los cuales se basan en bloques funcionales. Por lo menos las siguientes funciones serán

posibles ser agregadas en un futuro, sin necesidad de tener que cambiarse el hardware del terminal:

- Discontinuidad de fases,
- Sobre corriente tri-fásica,
- Direccional de falla a tierra con 3 etapas,
- Sobre tensión residual con 3 etapas,
- Detector de la Inrush del transformador tri fásico y de la corriente de arranque del motor,
- Protección de sobre y faja frecuencia con 5 etapas,
- Auto recierre con 5 disparos

Como funciones adicionales, los terminales deben tener integrado:

- La funcionalidad de oscilo perturbógrafo (oscilografía), capaz de registrar por lo menos:
 - Las corrientes de fases.
 - Disparo interno del terminal y señales de bloqueo
- La longitud de registro deberá ser por lo menos 30 ciclos, con una relación de muestra por lo menos 40 muestras por ciclo.
- El terminal debe tener por lo menos 5 entradas binarias externas, para cablear alarmas y señales de disparo tales como temperatura alta del enrollamiento, alta temperatura del aceite, Bucholz terminal, etc.

- Las entradas binarias externas podrán usarse para:
 - El bloqueo de una o varias etapas del módulo del terminal,
 - Control directo del terminal de salida,
 - La indicación de las alarmas del terminal de protección primario al SCS y el sistema SCADA ,
 - Restablecimiento (reset) del terminal,
 - Cambio del banco (tabla) de ajustes del terminal.

Además, el terminal deberá tener por lo menos:

- Cuatro (4) terminales de salida de servicio pesado para conexión directa a la bobina de disparo del Interruptor, sin necesidad del uso de terminales auxiliares.

4. APLICACION

El sistema de Automatización de subestaciones (SA) incluye todas las funciones requeridas para la operación confiable de subestaciones de media y alta tensión. Debido a su elevada inmunidad a las interferencias electromagnéticas (EMI), este se adecúa perfectamente tanto para instalaciones de distribución de aislamiento en gas (GIS), como en aire (AIS), ya sea para instalación exteriores o bajo techo.

Los terminales se instalan descentralizados en armarios separados, cercanos al proceso o directamente en los paneles de los equipos de maniobra. La utilización de enlaces de fibra óptica para comunicación serial garantiza una comunicación libre de interferencias, obteniéndose un grado alto de confiabilidad.

Las subestaciones nuevas se benefician con el concepto homogéneo y transparente del hardware y software del Sistema de Automatización de Subestaciones, proporcionando todas las posibilidades para extensiones futuras.

Para la modernización o extensión de subestaciones existentes, el Sistema de Automatización de Subestaciones ofrece un alto grado de flexibilidad, gracias al amplio rango de unidades y funciones disponibles.

La posibilidad de modernizar paso a paso el sistema, comenzando por ejemplo con las funciones de protección, hasta llegar a un sistema integrado de automatización de subestación, permite al usuario adaptar gradualmente el sistema según los requerimientos crecientes en el control del sistema de potencia.

4.1 CONFIGURACION BASICA

En la Fig. 1 se muestra la configuración del Sistema de Automatización de la subestación y sus distintos componentes. El

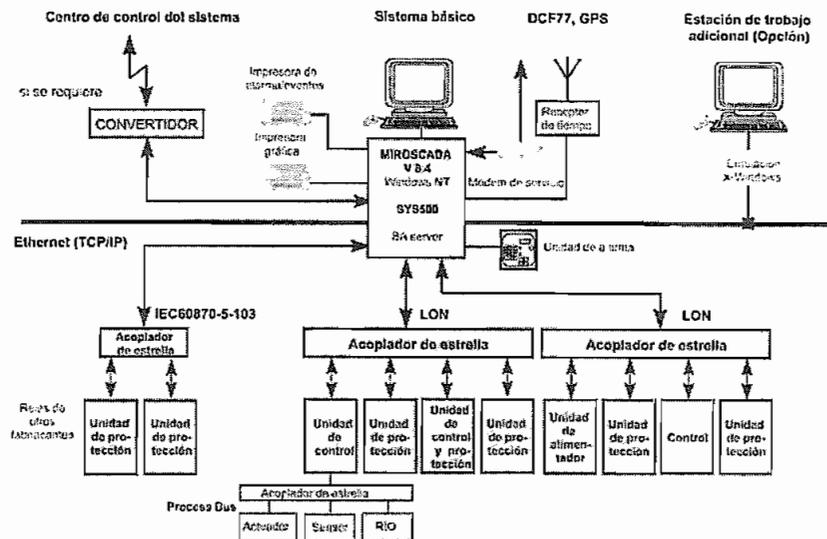


Fig. 1 Configuración típica la cual muestra los componentes principales y las facilidades de comunicación.

sistema consiste en un nivel de proceso, nivel de bahías, nivel de subestación y un medio de comunicación entre ellos, llamado bus de proceso y bus entre bahías respectivamente. [7]

4.1.1 NIVEL DE PROCESO DE BAHIA

Las unidades de bahía proveen la conexión al proceso y una barrera contra las interferencias electromagnéticas, con el aislamiento galvánico y el blindaje. Interfaces modernas con el proceso, lo conectan con unidades de entrada/salida remotas o con sensores y actuadores no convencionales. El suministro de estas características dependen de la unidad de bahía usadas.

Se disponen de todo tipo de unidades de bahía para control, protección y supervisión. Las interfaces de comunicación con el bus entre bahías son del tipo LON o SPA. Las unidades de bahía

equipadas únicamente con la interface SPA se pueden conectar al bus entre bahías LON por medio de una compuerta LON/SPA (SPA-ZC 100).

Si las protecciones numéricas no están conectadas al bus LON, se puede conectar a una interface SPA o una interface según IEC60870-5-103.

Algunas unidades de bahías cumplen con dos o aún con los tres protocolos mencionados.

Las señales binarias de los relés de protección convencionales tales como disparos, se pueden incorporar en el Sistema de Automatización de subestaciones por medio de los optoacopladores de entrada de las unidades de bahía o dispositivos de entrada/salida binarias dedicados. [7]

4.1.2 BUS ENTRE BAHIAS

El bus entre bahías recomendado para los Sistemas de Automatización de subestaciones de ABB es el LON, este tiene una velocidad de transferencia de 1.25 Mbit/seg. El medio físico es una fibra de vidrio con conectores tipo bayoneta. Cada unidad de bahía tiene su propia salida hacia el acoplador en estrella. Esta unidad acopladora en estrella (RER 111) tiene 25 puertos de fibra óptica. Se pueden conectar tres unidades acopladoras estrella en una

configuración en árbol. Una configuración tal de acopladores estrella, puede considerarse como un bus transparente. Los datos que llegan a un puerto, se distribuyen a todos los otros puertos.

El acoplador estrella se conecta al procesador de comunicaciones LON PCLTA (RER109). Este procesador reside en el servidor (sistema básico o servidor de comunicación) localizado en el nivel de subestación.

El bus entre bahías LON es un bus conducido por eventos; esto significa que cada elemento conectado a este puede enviar mensajes al bus. El protocolo punto a punto, permite que todos los elementos conectados a bus se comuniquen entre ellos. El tiempo de transmisión entre elementos para las señales seleccionadas de alta prioridad es menor de 40 ms. Por lo tanto, las señales con tiempos críticos para el enclavamiento de la estación se puede enviar a través de éste bus. [7]

El bus SPA es un bus de comunicación bien probado para requerimientos más bajos, el cual utiliza como medio de transmisión también cable de fibra óptica. Es un bus maestro/esclavo, lo cual significa que un maestro interroga varios esclavos. Las unidades de bahía (esclavos) se conectan en hasta 5 lazos por bus. Cada bus es interrogado por un procesador de comunicaciones DCP-NET o por el procesador principal por medio de un puerto COM en el servidor de la subestación.

4.1.3 NIVEL DE SUBESTACION

La configuración mínima del nivel de la subestación es un PC, preferiblemente del tipo industrial el cual es también la estación de trabajo del operador (interface hombre-máquina) HMI. Además la base de datos del proceso reside en el PC el cual a su vez es el servidor (SYS 500) de la Automatización de subestación. La aplicación específica para la Automatización de subestación está basada en MicroSCADA, un sistema programable de Automatización diseñado para aplicaciones de SCADA y Automatización de subestaciones. [7]

Los protocolos de comunicación implementados en el computador principal corren en paralelo con el sistema básico. El canal básico de comunicaciones usado es el puerto COM del PC.

Otros protocolos corren bien en el procesador de comunicación PCLTA (RER 109) de Echelon o DCP-NET de Emulex. Ambas tarjetas pueden residir en el servidor como opción.

Hay disponibilidad de varios protocolos para comunicación con uno o más centros de control remoto o regionales. Estos protocolos se proveen bien en el PC-NET o en el DCP-NET o un servidor de comunicación separado (COM 500).

Para lograr un registro de tiempo preciso dentro del Sistema de Automatización de subestación, se sincroniza el reloj del PC por medio de un receptor de señales de reloj de radio (DCF77) o satélite (GPS).

La configuración básica incluye una impresora gráfica a color para obtener impresiones de lo que se muestra en la pantalla, una impresora matricial para protocolización de eventos y un anunciador de alarmas para proveer un sistema mínimo de alarmas centralizado.

Si se requiere más de una estación de trabajo, se instala un Ethernet LAN (Local Area Network) que trabaja con el protocolo TCP/IP. Un X-Terminal sobre el LAN provee el control completo y la supervisión de la funcionalidad. Puede utilizar varios X-Terminales como estaciones adicionales de trabajo.

Se puede también conectar al Ethernet LAN una estación de trabajo separada para el ingeniero de protección y/o mantenimiento (Estación SMS). SMS significa Sistema de Monitoreo de Subestación y comprende la adquisición y evaluación de la información de diagnóstico del sistema primario y secundario. Esto incluye el manejo de los parámetros de protección, registros de eventos, evaluación de los registros de falla e información de mantenimiento del equipo primario, tal como interruptores y transformadores.

La estación de trabajo SMS es un PC con sistema de operación MS Windows NT con emulación X-Windows, el cual tiene acceso completo a las funciones de supervisión y acceso restringido a las funciones de control. La evaluación de los archivos de los registros de fallas de las unidades de control y protección se realizan por medio de un programa de evaluación llamado WINEVE. Por supuesto, todas las funciones SMS pueden también presentarse en la estación de trabajo estandar del operador.

Se provee un modem de servicio para cualquier sistema.

Una configuración redundante hot/stand by con dos servidores y dos estaciones de trabajo se muestra en la figura 2. Durante servicios normales, el servidor de stand by trabaja principalmente como segunda estación de trabajo. La supervisión mutua de los dos servidores y el sombreado de los datos se hace a través del Ethernet LAN. En el caso en que el servidor que opera como hot falle, el servidor stanby toma a su cargo el proceso de control inmediatamente.

Los datos reales del proceso son disponibles a través del bus LON, soportando así la actualización de la información. También los cambios manuales en la base de datos del servidor hot, por ejemplo las imágenes o los valores límites, se transfieren automáticamente al servidor stand by. [7]

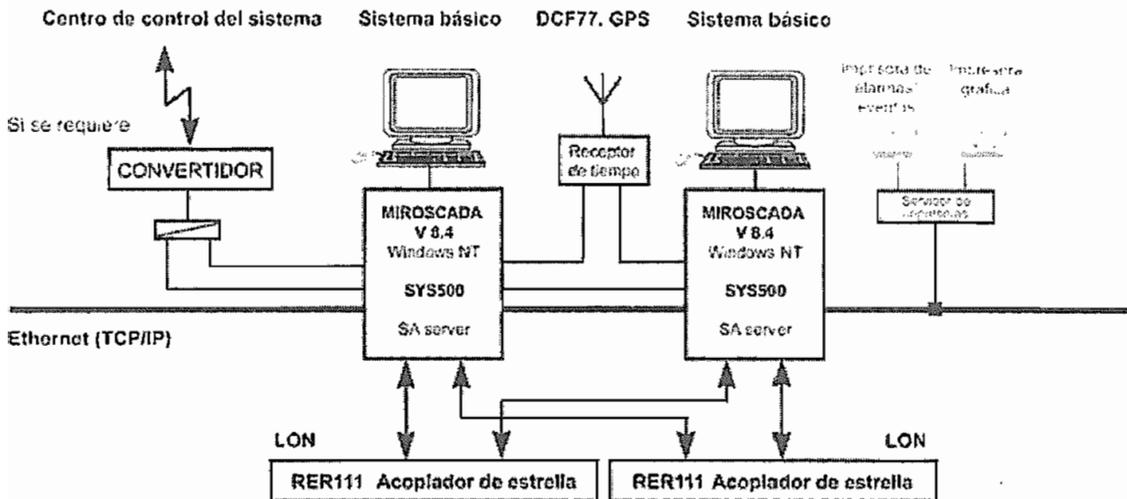
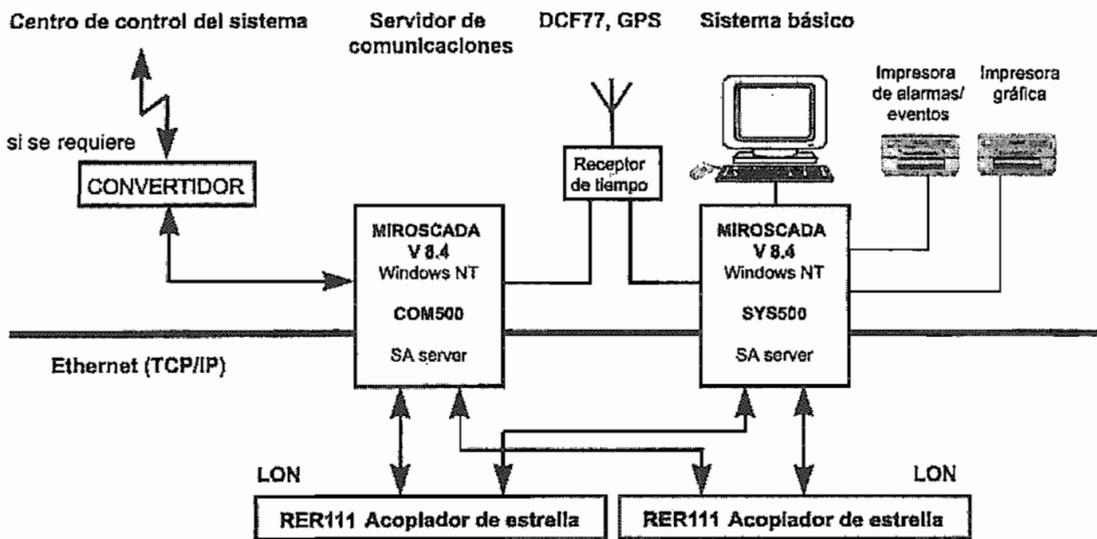


Fig. 2 Servidores redundantes y estaciones de trabajo de los operadores en configuración hot-stand by



Enlace con el centro de control independiente de la estación de trabajo del operador

Fig.3 Enlace con el centro de control independiente de la estación de trabajo del operador

La figura 3 muestra una configuración donde el enlace al Centro de Control del Sistema a través del servidor de comunicaciones COM 500 es independiente de la estación de trabajo local (SYS 500). El bus LON proporciona los datos en paralelo para ambos servidores. Para evitar conflictos de control, los comandos se manejan por medio de un mecanismo de acceso al control. El COM 500 está basado en la misma plataforma de HW y SW que el SYS 500. [7]

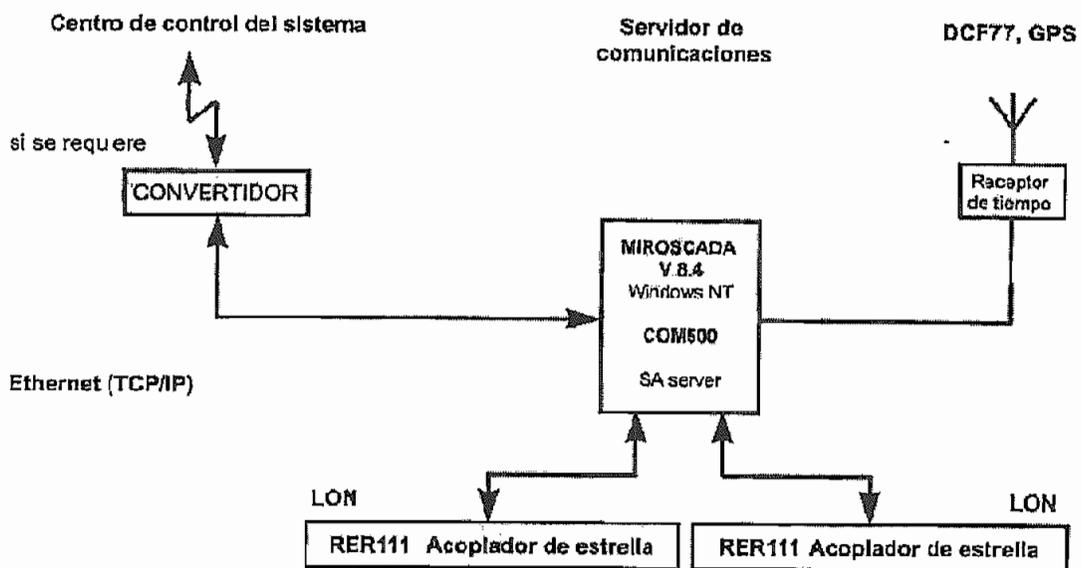


Fig. 4 Sistema de Automatización de la Subestación con control remoto únicamente.

La figura 4 muestra un sistema controlado remotamente sin estación de trabajo del operador. La funcionalidad completa requerida en la subestación es provista por el servidor de comunicación.

Para reducir el flujo de datos en el bus entre bahías y para incrementar al menos parcialmente la disponibilidad, los sistemas grandes se pueden dividir en subsistemas con servidores dedicados

conectados al LAN del nivel de estación. El criterio para definir los subsistemas puede ser el nivel de tensión. El flujo de datos resultante entre los subsistemas es manejado por enrutadores en el bus entre bahías. [7]

4.2 IMAGEN DEL PROCESO

La imagen del proceso contiene toda la información relevante del proceso de la subestación, requerida para su supervisión. Esta representa el diagrama unifilar Figura 5 con los componentes principales, tales como interruptores, seccionadores, cuchillas de puesta a tierra con sus indicaciones de posición actuales. (CONECTADO, DESCONECTADO), el estado respectivo (local, remoto, bloqueado, simulado, etc.). Se puede presentar otra información tal como la posición del conmutador de carga del transformador, si es aplicable.

Además, se supervisan los valores de tensión y frecuencia del sistema. Se puede mostrar otras magnitudes tales como corriente y potencia donde aplique.

Las alarmas entrantes se indican mostrando el texto de alarma completo y una señal intermitente de color rojo debajo del encabezamiento de la imagen para llamar la atención del operador. [7]

Toda la información se actualiza sobre la imagen desplegada, en forma cíclica.

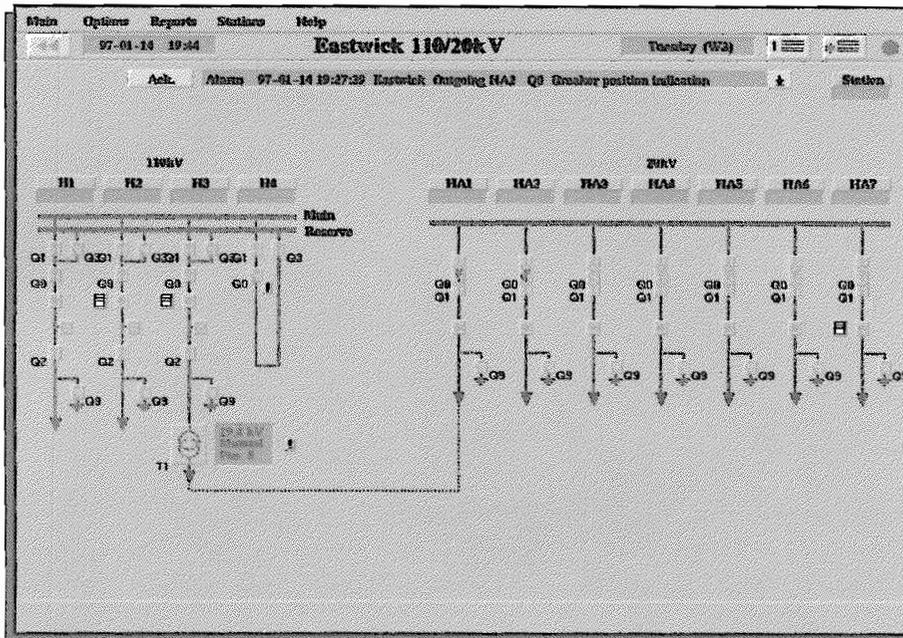


Fig. 5 Diagrama unifilar con coloreado dinámico de barras

4.3 CONTROL

El operador puede controlar los distintos objetos de la subestación que se muestra en el diagrama unifilar (Fig. 5) tales como interruptores, seccionadores, cuchillar de tierra, conmutadores de carga de transformadores y modificar sus ajustes, etc. El control se ejecuta normalmente en tres pasos. En el paso 1 se elige el objeto en el diagrama unifilar lo cual es seguido por la abertura de la ventana de diálogo relacionada (Fig. 6) la cual proporciona información adicional acerca del objeto seleccionado (identificación, estado). En el paso 2 por ejemplo para los interruptores, se selecciona y

despliega el modo de operación (Abrir interruptor / Cerrar interruptor). En el paso 3 se ejecuta la operación seleccionando el botón de ejecutar con lo cual, se ejecuta el comando pre seleccionado en el interruptor seleccionado en la correspondiente unidad de bahía. Alternativamente el comando se puede cancelar en la misma ventana. [7]

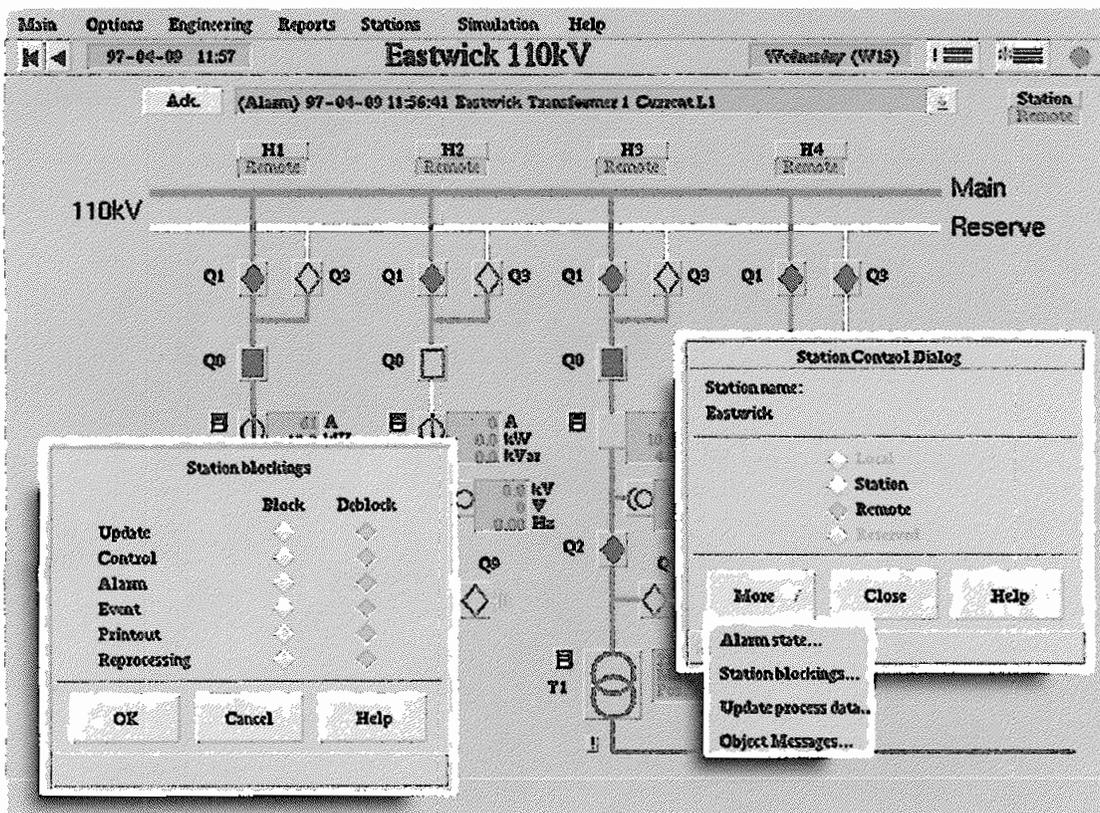


Fig. 6 Diagrama Unifilar con diálogo de control

Antes de ejecutar un comando, la unidad de control de la bahía comprueba si ya se encuentra en ejecución otro comando y si las condiciones de enclavamiento permiten la ejecución de ese comando. Adicionalmente, se controla la existencia de condiciones de bloqueo como por ejemplo baja presión de SF6 del dispositivo de maniobra.

Para los interruptores también se controla la función de chequeo de sincronismo. Después de la culminación exitosa de estos controles se emite el comando al dispositivo de maniobra. [7]

El tipo de objeto y la filosofía de operación determinan el contenido de todos los pasos así como la aplicación de métodos de control como el modo seleccionar antes de operar, apertura de polo sencillo o doble, etc.

4.4 ENCLAVAMIENTOS

El enclavamiento de la bahía, así como también, el enclavamiento completo de la estación, se realiza utilizando expresiones de Boole implementadas en las unidades de control de la bahía, en forma individual. Las expresiones para el enclavamiento de la estación completa requiere las indicaciones de posición de los objetos de maniobra de otras bahías por ejemplo el seccionador de barras, acoplador de barras, las cuales se transfieren a la unidad de control de bahía correspondiente, a través del bus entre bahías LON. [7]

Cuando se utiliza el bus SPA, la lógica de enclavamiento se procesa también en las unidades de control numéricas, pero las indicaciones de posición de los objetos de maniobra fuera de la bahía, se tiene que transmitir a través de cables.

4.5 CHEQUEO DE SINCRONISMO.

La función de chequeo de sincronismo está incluida en las unidades de control y protección individuales. La tensión de fase-fase de cada barra y además la tensión del alimentador están conectadas permanentemente a la unidad de bahía. La tensión de barras que se toma en consideración, depende de la posición del seccionador de barras, haciendo innecesaria la conmutación externa del transformador de tensión. [7]

La función de chequeo de sincronismo emite un comando Cerrar Interruptor, cuando la diferencia entre las tensiones, ángulos de fases y frecuencia a ambos lados del interruptor se encuentran dentro del rango preajustado, durante el período completo de supervisión.

4.6 MANEJO DE EVENTOS

El manejo de eventos incluye todos los eventos de los equipos de maniobra hasta los dispositivos de protección, que pueden ser de interés durante la operación de la subestación. Los eventos se generan cuando se producen cambios en el proceso o en el sistema secundario. Cada evento se registra con su tiempo, tan cerca del proceso como sea posible, es decir en el nivel de detección en las unidades de bahía. La resolución del registro de tiempo de las unidades de control y relés de protección es normalmente de 1ms.

También las acciones del operador se protocolizan como eventos pero con una resolución menor.

Cada unidad de control de bahía y cualquier otra unidad de adquisición y cualquier unidad de comunicación asegura que no se pierda eventos durante avalancha de eventos o momentos de baja comunicación. Los eventos detectados descentralizados se transfieren al nivel de la estación donde entran en la memoria histórica de eventos en la memoria RAM del computador, se almacenan en el disco duro y se protocolizan con una impresora, si esto es aplicable. [7]

4.7 MANEJO DE ALARMAS

Cada estado de una señal puede definirse como una alarma. Una alarma es un estado o un cambio de estado que debe ser reconocido por el operador. Las alarmas están asignadas a una cierta clase de alarmas. Esto permite la clasificación de la importancia de una alarma por ejemplo según la severidad o impacto en el sistema. Cada alarma entra en la lista de alarmas y eventos tan pronto como aparece y luego una vez que vuelve a su condición normal.

Cada vez que aparece una alarma, se genera una señal intermitente de color rojo sobre la pantalla, sin tener en cuenta la figura que se está presentando en ese momento. Seleccionando la señal roja, el operador se dirige directamente a la lista de alarmas. Sin embargo la

alarma puede también reconocerse en la línea de alarmas por debajo del encabezamiento de imagen. Se dispone de una interface para alarmas audiovisual externa en la terminal de control, la cual provee contactos externos para anunciadores de control audibles y LED's para la indicación visual de alarmas.

4.8 MANEJO DE MEDICIONES

Las unidades de control de bahía y los relés de protección se conectan a los transformadores de corriente y de tensión principales. Los valores de potencia activa y reactiva se calculan a partir de los valores de tensión y corriente medidos. La frecuencia se deriva de la tensión. Además, el Sistema de Automatización de Subestaciones apoya la entrada directa de señales en mA, señales en V y también señales de sensores de temperatura a través de canales dedicados.

Las mediciones se transmiten desde las unidades de bahía a través del bus LON, inmediatamente después de un cambio mínimo preajustado de su valor o después de un intervalo de tiempo predefinido. Con configuración de SPAbus, las medidas son obtenidas por interrogación en ciclos definidos y enviadas por un cambio predefinido. En el nivel de la estación, las mediciones se despliegan y almacenan para ser utilizadas para supervisión, reportes y archivos. Para cada medición puede definirse un límite superior e inferior y se genera una alarma en el caso de una violación del límite. Figura 7.

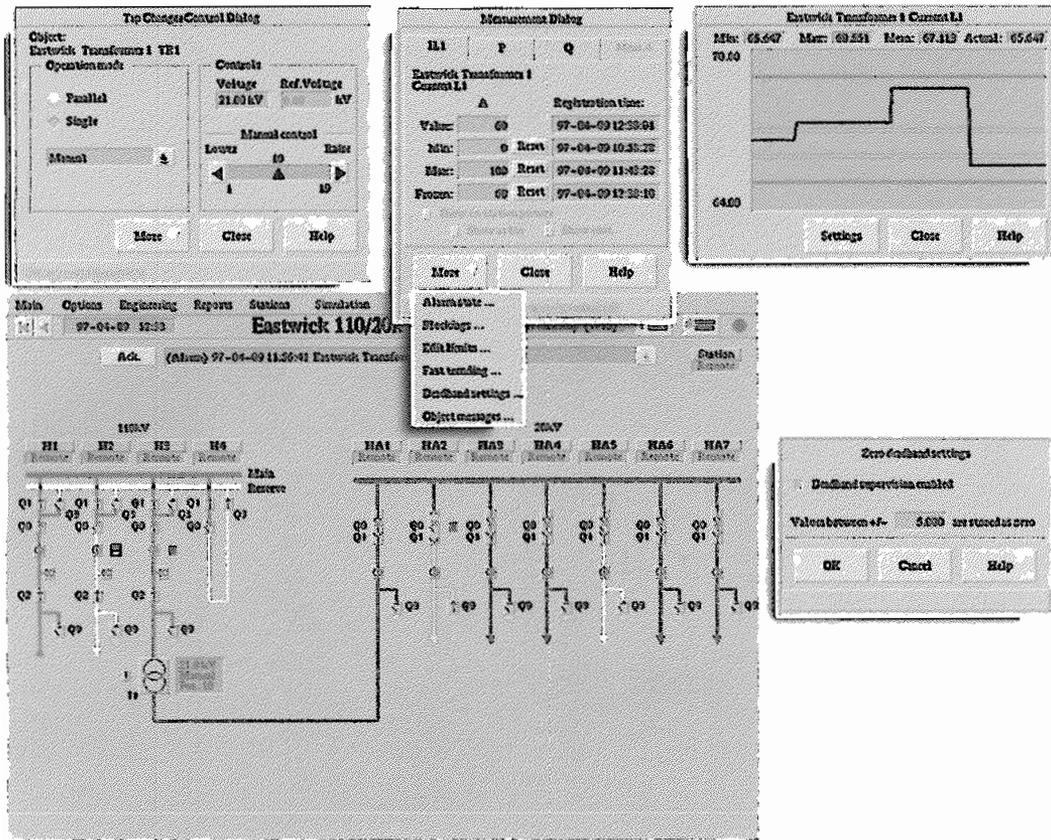


Fig. 7 Visualización de parámetros de medición

4.9 PROTECCION

El sistema de Automatización de Subestaciones permite la integración de un amplio rango de relés de protección numéricos, cubriendo aplicaciones de generación, transmisión, distribución e industriales, con una interface serial. Esto no solo permite la supervisión de eventos tales como arranque, iniciación del disparo y tiempos de operación de los relés, sino también el ajuste y la lectura de los parámetro de los relés y la lectura de los valores de operación (Fig. 8).

Las señales binarias de los relés de protección convencionales se pueden integrar por medio de las unidades de control de bahía o unidades de entrada / salida binarias dedicadas vía cableado convencional.

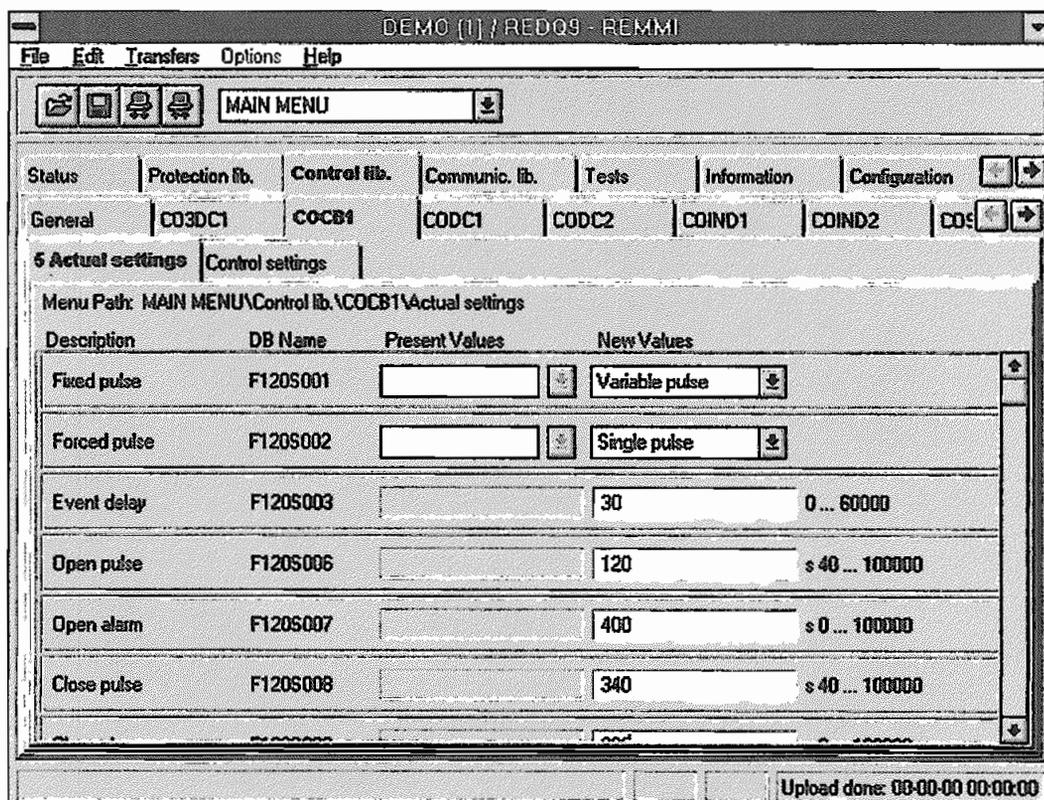


Fig. 8 Visualización de parámetros de protección

4.9.1 PROTECCION ADAPTABLE

Con la integración serial de los relés de protección se puede realizar fácilmente funciones de protección adaptable con un alto grado de seguridad. La indicación del estado de los dispositivos de maniobra o los modos operacionales se transfieren a los relés de protección a través del bus entre bahías para activar o bloquear funciones

dedicadas, controladas por lógicas programables. La conmutación de los ajustes de protección, pueden interpretarse como un paso hacia la secuencia de maniobra automática. Ejemplos de protecciones adaptable son: [7]

- Activación de funciones de protección dependiendo de la puesta a tierra del sistema.
- Adaptación de ajustes en el relé de distancia por el acoplador de la transferencia de barras.
- Activación de las funciones de protección para una máquina actuando alternadamente como generador y motor.

4.10 REGISTRO DE FALLAS

La tecnología numérica facilita la integración del registrador de fallas en los relés de protección y en las unidades de control. La estación de trabajo del SMS está equipada con un programa de transferencia con el cual los archivos de los registros de fallas se pueden transferir en forma automática o a pedido a través del sistema de comunicación y ser almacenado en un disco duro. Los registros de fallas se pueden analizar posteriormente. (Fig 9).

4.11 DESLASTRE DE CARGA Y RESTAURACION

El criterio principal para el deslastre de carga es la frecuencia en el sistema. Las tablas de deslastre reflejan las prioridades asignadas a los alimentadores en forma individual. Además se toman las

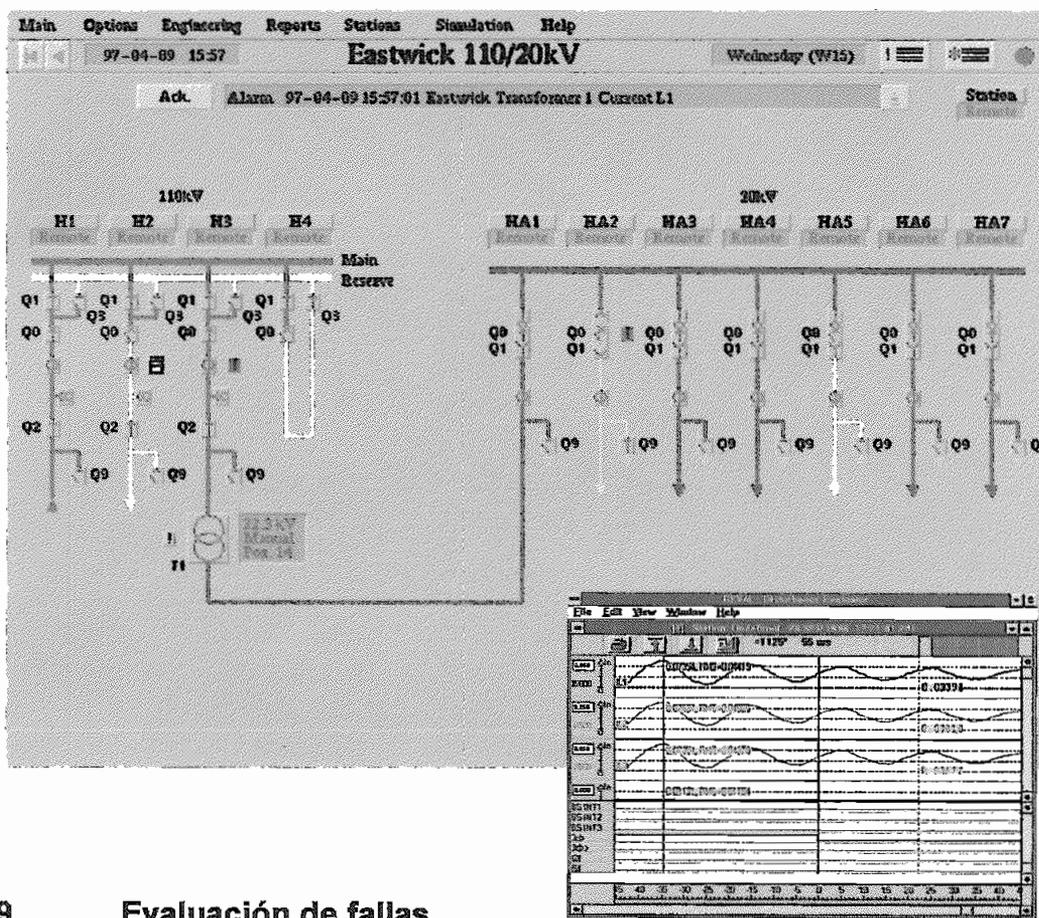


Fig. 9 Evaluación de fallas

condiciones de carga actuales de las unidades numéricas de bahía. Así el algoritmo que calcula el criterio para el disparo de los alimentadores, toma en cuenta tanto la condición de carga actual como su prioridad. Este deslastre de carga adaptable asegura que se desconecte la menor cantidad de alimentadores absolutamente necesaria de manera de mantener la estabilidad del sistema.

Con la información de los alimentadores desconectados y su nivel de prioridad. Puede realizarse una restauración secuencial, tan pronto como se recupera la frecuencia. [7]

4.12 COLOREADO DINAMICO DE LA BARRA

El coloreado dinámico de la barra se utiliza para dar al operador, una visión rápida del estado de la subestación. El operador debe poder saber con un golpe de vista, si un segmento de barra está puesto a tierra, energizado o desenergizado. Esto ayuda a prevenir maniobras incorrectas inclusive en situaciones bajo presión. Especialmente en redes industriales, el operador necesita saber que bahías están energizadas y de cual fuente por ejemplo de la red de servicios públicos o por los generadores propios. Gracias a una mejor visión, el operador puede reaccionar más rápidamente frente a la pérdida de una fuente de energía.

4.13 INFORMACION DE MANTENIMIENTO DEL EQUIPO PRIMARIO

Con una estrategia de mantenimiento periódico, el equipo primario puede ser a menudo mantenido sin necesidad. La información específica sobre la carga histórica del equipo, ayuda a establecer una estrategia de mantenimiento según la necesidad, reduciendo los costos de mantenimiento.

La información de mantenimiento de interruptores se provee por ejemplo contando la cantidad de operaciones y las corrientes

acumuladas en los disparos manuales y de protección para cada interruptor de la subestación. Esta información ayuda a determinar el momento correcto para el próximo mantenimiento. El sistema muestra una indicación cuando se exceden los límites ajustados para cada uno de los interruptores.

4.14 TRANSFERENCIA DE BARRAS DE ALTA VELOCIDAD

La transferencia de barras de alta velocidad se aplica para la conmutación de barras de alimentación de motores desde su alimentación normal a la de respaldo y viceversa. Esta función se requiere usualmente en subestaciones de plantas industriales y en sistemas de alimentación auxiliar de centrales eléctricas. [7]

La función implica dos modos de operación:

1. Una conmutación sincrónica iniciada manualmente arrancada desde la estación de trabajo del operador.
2. Una conmutación sincronizada automáticamente a partir de la pérdida de la alimentación de la barra de alimentación de los motores. Se toma en cuenta el tiempo de cierre del interruptor. Además puede realizarse una conmutación con baja tensión residual o después de una temporización ajustable.

4.15 INTERFACE HOMBRE – MAQUINA

4.15.1 ESTACION DE TRABAJO DEL OPERADOR

Un PC industrial con sistema operativo Microsoft Windows NT 4.0 constituye la potencia de computación principal del sistema básico. Esta es la plataforma de software del Sistema de Automatización de Subestaciones basada en MicroSCADA y la primera estación de trabajo del operador. El monitor facilita la supervisión y el control de la estación por medio de ventanas de aplicación. Se utiliza un ratón para mover el cursor y así navegar dentro y en las distintas ventanas. [7]

Se dispone de una interface para una alarma audiovisual externa, la cual provee contactos externos para el control de anunciadores audibles externos y LED's para indicación visual de alarmas.

Un medio de almacenamiento masivo, un disco duro o una cinta, permiten el archivo de eventos, medidas y registros de fallas. La estación de trabajo del operador se puede también utilizar en servicio (On Line) para ingeniería y reprogramación de la aplicación presente, mientras la tarea principal continua funcionando de base, como por ejemplo los eventos continúan protocolizándose, las medidas continúan almacenándose, etc.

La interface full graphic del usuario permite una presentación de alta resolución del despliegue. El usuario opera el sistema utilizando las teclas dinámicas funcionales ubicadas en la pantalla del monitor, las cuales están guiadas por ventanas de información que se invocan a pedido sin tener que cambiar de páginas. La inferface del usuario esta basada en un juego jerárquico de páginas de menú que proveen acceso a las distintas ventanas. La aplicación se provee, como mímico con las siguientes imágenes principales:

1. La vista general de la subestación
2. Las ventanas de comando
3. La vista general de la configuración del sistema
4. La lista de alarmas y de eventos
5. Libro de apuntes del operador
6. Ventana de parámetros de protección.

Gracias a la característica de ventanas múltiples, se puede mostrar varias ventanas y por lo tanto se puede supervisar sobre la misma pantalla, varios procesos simultáneamente.

4.15.2 MULTIPLES ESTACIONES DE TRABAJO

El sistema de base mismo constituyen la primera estación de trabajo del operador. Si se requiere estaciones de trabajo adicionales, el sistema de base puede equipar con una interface Ethernet (IEEE802.3) para la conexión a un LAN. Las estaciones de trabajo adicionales son X-Terminales o PC's en los cuales corre la emulación del X-Terminal, conectadas a la misma Ethernet LAN.

La instalación de más de una estación de trabajo para los operadores permite efectuar trabajos simultáneos en el sistema. Un mecanismo de control de acceso asegura que las diferentes estaciones de trabajo no interfieran una con la otra, cuando se accesan elementos de la automatización de la Subestación se controlan equipos de maniobra. [7]

4.15.3 SEGURIDAD DEL SISTEMA

Se cuenta con un mecanismo de seguridad para prevenir operaciones no autorizadas, el cual está establecido con la ayuda de códigos personales programados. El mecanismo de autorización completo del sistema de aplicaciones está basado en un registro (Nombre y Código personal) con varios niveles de autorización. Las aplicaciones estándar están divididas en cuatro niveles de autorización. Esto hace que ciertas funciones sean accesibles solamente a aquellas personas que poseen el nivel de autorización requerido.

4.15.4 LISTA DE EVENTOS

En la lista de eventos (Fig. 10) se muestra en orden cronológico el contenido de la memoria histórica de eventos. Cada entrada está estructurada como sigue:

- La fecha y la hora expresada hasta el mseg.
- La identificación de la señal
- El texto de la señal
- El estado de la señal

Dentro de la lista de eventos se apoya la facilidad de scrolling. Adicionalmente se pueden obtener listas de eventos filtradas según atributos ajustables. Se puede obtener en cualquier momento una copia de la lista de eventos seleccionada.

Main		Options	Reports	Stations	Tools	Help
97-02-03 19:24		Filters...		List		Wednesday (WG)
Settings...		Presentation Mode...		Interval from: 97-02-03		To: 97-02-03 Page: 4/80
Events from: 97-02-03 To: 9		Object Id		Go to		Object Test
97-02-03 09:40:06.287	KHlink. St					SHOT 2 IN PROGRESS
09:40:06.329	KHlink. St					Breaker position indication
09:40:06.357	KHlink. St	Scroll Page				IF> TRIP
09:40:06.909	KHlink. St					Auto-reclosure ON/OFF (HW)
09:40:20.612	KHlink. Al					I>> TRIP
09:40:20.642	KHlink. Al	Show Test Bar				I> TRIP
09:40:20.657	KHlink. Al					I>> TRIP
09:40:20.657	KHlink. Al					SHOT 2 IN PROGRESS
09:40:26.256	KHlink. St					Breaker position indication
09:40:26.329	KHlink. St					IF> TRIP
09:40:26.602	KHlink. St	Help...				SHOT 4 IN PROGRESS
09:40:26.617	KHlink. Solinhuusla SPAC					Breaker position indication
09:40:26.669	KHlink. Saininkoski Q0					IF> TRIP
09:40:26.522	KHlink. Saininkoski SPAC					SHOT 4 IN PROGRESS
09:40:46.614	KHlink. Saininkoski SPAC					Breaker position indication
09:40:46.686	KHlink. Saininkoski Q0					IF> TRIP
09:51:55.177	KHlink. Saininkoski SPAC					Position indication
09:52:00.995	Actaä Kalkyäl Rec					Ext. interlocking (software)
09:52:00.995	KHlink. Pihlajavesi					3-state sw. pos. indication
09:52:01.005	KSS VIR Heinäaho Kkhuä Q1					Disconn. position indication
09:52:01.005	KHlink. Ahtäri					I>> TRIP
09:52:01.005	KHlink. Ahtäri					I> TRIP
09:52:01.005	NCC 1 FRONTEND 1 SPCS					Status of station 12
10:06:32.708	Actaä Kalkyäl IF					Tap position
10:09:20.169	Actaä Kalkyäl IF					Tap position
10:23:32.153	NCC Monitor 14					Conn. from 138.221.169.211:0.0
10:24:01.255	NCC Monitor 14					User: LIES00
10:24:49.168	NCC Monitor 14					User: LIES00
10:24:49.225	NCC Monitor 14					Conn. from 138.221.169.211:0.0
10:27:34.883	NCC Monitor 14					User: LIES00
10:27:34.913	NCC Monitor 14					Conn. from 138.221.169.214:0.0
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2
						4
						Monitor opened
						Login
						Logout
						Monitor closed
						Logout
						Monitor closed
						2

Dentro de la lista de alarmas se apoya la facilidad de scrolling. Adicionalmente se pueden obtener listas de alarmas filtradas según atributos ajustables. Una alarma se reconoce señalando con el cursor la línea de la alarma en cuestión. Después aparece una ventana de reconocimiento. Es posible tanto el reconocimiento simple, así como también de todas las alarmas. Se puede obtener en cualquier momento una copia de la lista de alarmas seleccionada.

4.15.5 PAQUETE DE TENDENCIAS

El paquete de tendencias se utiliza para almacenar mediciones tales como tensión, corriente, potencia activa y potencia reactiva, etc. sobre un cierto período para luego analizar su tendencia.

Las mediciones almacenadas se pueden presentar en reportes de tendencias los cuales se muestran en curvas en modo full graphic o en tablas. Estas dos formas de presentación comparten la misma base de datos del proceso. La forma gráfica de la imagen de tendencias puede contener hasta 10 curvas.

4.15.6 REPORTE

Los reportes se imprimen usualmente ya sea en forma automática o a pedido. La impresión automática está programada y se utiliza para imprimir informes diarios y mensuales. La fecha y la hora para la

Main Options Reports Stations Tools Help					
96-07-03 09:33		Alarms		Friday (W27)	
PERSISTING ALARMS					
Date	Time	Object Id	Signal Text	Status	Page: 1/3
96-07-03	09:20:22.894	SPA TEST1	Status of cabinet 12	Alarm	
96-07-03	09:16:41.836	JK TEST1	Internal interlocking	Alarm	
96-07-03	09:11:28.861	KH10000111 Jaandypspjja IP	General protection trip	Alarm	
96-07-03	09:07:11.929	PR1 TEST1	Status of printer 1	Alarm	
96-07-03	09:05:09.371	NET TEST1	Status of substation NET 3	Alarm	
96-07-03	09:04:07.508	VEAG TEST BAY1	VEAG SIMULATED BARTHSWITCH	Alarm	
96-07-03	09:04:06.481	VEAG TEST BAY2	VEAG SIMULATED BREAKER	Alarm	
96-07-03	09:04:06.198	VEAG TEST BAY3	VEAG SIMULATED BARTHSWITCH	Alarm	
96-07-03	09:04:05.528	VEAG TEST BAY4	VEAG SIMULATED BREAKER	Alarm	
96-07-03	09:04:04.482	VEAG TEST BAY4	VEAG SIMULATED BARTHSWITCH	Ack	
96-07-03	09:02:11.861	VEAG TEST BAY1	VEAG SIMULATED BARTHSWITCH	Alarm	
96-07-03	09:01:01.004	JK ANN1	Breaker position indication	Ack	
96-07-03	09:01:00.166	VEAG TEST BAY1	VEAG SIMULATED BREAKER	Ack	
96-07-03	09:01:00.156	VEAG TEST BAY2	VEAG SIMULATED BARTHSWITCH	Ack	
FLEETING ALARMS					
Date	Time	Object Id	Signal Text	Status	Page: 1/1
96-07-03	09:33:01.965	NET TEST1	Status of NET 3	Normal	
96-07-03	14:07:01.677	VEAG TEST BAY1	VEAG SIMULATED BREAKER	Normal	

No Filters In Use Mode: Updating Active Alarms: 30 Unack. Alarms: 12

Fig. 11 Lista de alarmas

impresión se ajusta de acuerdo con las necesidades individuales. Una impresión seleccionada manualmente se produce usualmente mientras se observa un informe sobre la pantalla, presionando simplemente una tecla funcional sobre la pantalla. La impresión es una copia del despliegue presente.

4.15.7 ARCHIVOS

Los eventos se almacenan normalmente en la memoria histórica en la memoria RAM del computador. Además, los eventos se almacenan también en el disco duro. Las mediciones se pueden almacenar en un medio de almacenamiento masivo(disco duro o cinta). Los registros

de falla se transfieren a la estación de trabajo del operador a través del bus de comunicación y se almacenan en el disco duro, para su evaluación posterior. [7]

4.16 FUNCIONES RELACIONADAS CON EL SISTEMA

4.16.1 CONEXION CON EL CENTRO DE CONTROL DEL SISTEMA

La comunicación con el centro de control del sistema se provee por medio de la interface serial del procesador de comunicaciones. A través de los protocolos de comunicaciones del COM 500 tales como el IEC60870-5-100, RP570/RP571.

4.16.2 SINCRONIZACION DE TIEMPO

El reloj del sistema básico y del servidor de comunicaciones, se sincroniza con la señal de un reloj de un satélite desde el Global Positioning System (GPS). En forma alternativa se puede utilizar una señal de reloj de radio desde el sistema DCF77 ubicado en Frankfurt , Alemania. También se pueden implementar soluciones específicas para un país.

La señal GPS se recibe con una antena exterior y un receptor/decodificador que sincroniza el reloj del PC a través de un enlace serial. La sincronización DCF77 requiere una antena interior o exterior conectada a una tarjeta receptora instalada en el PC de la estación.

La sincronización de todas las unidades de control y relés de protección conectados al bus entre bahías se realiza por el sistema básico o el servidor de comunicación. Se envía un telegrama de tiempo a todos los dispositivos en forma simultánea, aproximadamente cada segundo. [7]

4.16.3 REDUNDANCIA

Se apoyan varios grados de redundancia en todos los niveles jerárquicos. Dependiendo de los requerimientos del usuario respecto a la seguridad y la disponibilidad, esta puede ser tan simple como duplicar los elementos más importantes u operar funciones de protección de respaldo sobre las unidades de control de los alimentadores, hasta implementar una configuración con el servidor de la Automatización de la Subestación duplicado, servidor de comunicación duplicado en un modo hot-standby. En cualquier caso, con el sistema de control y protección, no debe ponerse en peligro la redundancia provista por el equipo primario.

Se dan ejemplos en las configuraciones mostradas antes (Fig. 1 a Fig 4).

También se apoyan canales múltiples y redundantes de comunicación con el centro de despacho del sistema. Se implementan funciones que permiten la detección automática del canal activo de comunicación.

4.16.4 SUPERVISION DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES

Cada unidad de control, relé de protección y estación de trabajo del operador tienen su facilidad de autosupervisión independiente. Cuando la función de autosupervisión detecta una falla, ésta no sólo genera una alarma para atraer la atención del operador, sino también provee la información detallada sobre la falla detectada. Por lo tanto, el operador puede dar instrucciones exactas al personal de mantenimiento y así mantener el tiempo medio de reparación en el mínimo posible.

El sistema de supervisión puede detectar una falla en el sistema de comunicación, ya sea en un dispositivo de comunicación o en un enlace de comunicación, generando una alarma.

Además, el operador puede llamar una ventana que muestra la condición de la falla o funcionamiento del sistema completo.

4.16.5 HERRAMIENTAS DE INGENIERIA

Las fases de ingeniería, pruebas y puesta en servicio están extensamente apoyadas con herramientas basadas en computadores personales. Por ejemplo la herramienta de ingeniería SigTOOL utilizada en los Sistemas de Automatización de Subestaciones que permite realizar off-line la ingeniería de datos del sistema completo,

sobre la computadora personal. Genera todos los archivos para el nivel de estación y comunicación y los archivos relativos a la comunicación para el nivel de alimentadores, así como la documentación. Todos los archivos de configuración, tales como la base de datos para el servidor de la Automatización de Subestaciones son parametrizados y cargados con las herramientas hacia y a través de la estación de trabajo del operador. [7]

Como fue indicado el objetivo de esta tesis no es ondar las herramientas de ningeniería sino mas bien, dar conceptos claros que sirvan como base para futuras tesis.

4.16.6 HARDWARE

Los componentes del Sistema de Automatización de Subestaciones, se pueden aplicar en forma flexible en un rango muy amplio. Sinembargo cuando se diseña un sistema de gran tamaño deben tenerse en cuenta ciertos limitantes en el desempeño. La tabla 1 muestra algunos de los equipos que son parte de un sistema.

Item	Cant	Tipo y Descripción
1	1	PC PENTIUM II 400MHz WINDOWS NT, como sistema base PC tipo industrial, 1 disco floppy, CD-ROM, 128MB RAM, 256kB cache, almacenamiento masivo (DD) 4 GB, Unidad de Cinta 800MB, mouse, teclado, sistema operacional WINDOWS NT, Monitor SVGA 21".
2	1	Tarjeta PCLTA, montada en el PC
3	1	Tarjeta GPS PC, con Antena receptora y 50 metros de cable para sincronización satelital
4	1	PC PENTIUM 200MHz WINDOWS NT, como gateway PC tipo industrial, 1 disco floppy, CD-ROM, 128MB RAM, 256kB cache, almacenamiento masivo (DD) 4 GB, Unidad de Cinta 800MB, sistema operacional WINDOWS NT.
5	1	Tarjeta PCLTA, montada en el PC-Gateway
6	1	Acoplador estrella RER111 para conexiones ópticas LON en fibra de vidrio
7	1	Anunciador de alarmas SACO 16D1
8	1	Impresora a color EPSON Stylus 800 o impresora laser blanco/negro.
9	1	Impresora matriz de puntos DEC LA30W

10	1	Interface con RTU y el resto de la subestación existentes 1 BCU Tipo REC316*4 K41E3F3Q3R3SX100: 9 entradas análogas, 3 corrientes y 6 voltajes 56 entradas digitales 32 salidas digitales Librería Básica Librería de Control E/S adicionales Tipo RIO580 121-221 (2 unidades): 32 salidas digitales (cada unidad)
11	1	Gabinete tipo interior RESP 97 IP43 para instalación en la sala de control.
12	1	Unidad UPS para alimentación del sistema.
13	1	Escritorio y silla para operador en la sala de control (para monitor, teclado, mouse e impresoras). Nota: distancia máxima admisible de 5m hasta el gabinete RESP 97.

4.16.7 PRESUPIUESTO ESTIMADO PARA LA AUTOMATIZACION DE UNA SUBESTACION

Los precios indicados en esta tesis han sido tomados del mercado local.

Item	Cant.	Precio
1	1	<p>PC PENTIUM II 400MHz WINDOWS NT, como sistema base PC tipo industrial, 1 disco floppy, CD-ROM, 128MB RAM, 256kB cache, almacenamiento masivo (DD) 4 GB, Unidad de Cinta 800MB, mouse, teclado, sistema operacional WINDOWS NT, Monitor SVGA 21".</p> <p>Precio: \$ 2000</p>
2	1	<p>Tarjeta PCLTA, montada en el PC</p> <p>Precio: \$ 1200</p>
3	1	<p>Tarjeta GPS PC, con Antena receptora y 50 metros de cable para sincronización satelital</p> <p>Precio: \$ 2000</p>
4	1	<p>PC PENTIUM 200MHz WINDOWS NT, como gateway PC tipo industrial, 1 disco floppy, CD-ROM, 128MB RAM, 256kB cache, almacenamiento masivo (DD) 4 GB, Unidad de Cinta 800MB, sistema operacional WINDOWS NT.</p> <p>Precio: \$ 2000</p>
5	1	<p>Tarjeta PCLTA, montada en el PC-Gateway</p> <p>Precio: \$ 1200</p>
6	1	<p>Acoplador estrella RER111 para conexiones ópticas LON en fibra de vidrio</p> <p>Precio: \$ 10000</p>

7	1	Anunciador de alarmas SACO 16D1 Precio: \$ 5000
8	1	Impresora a color EPSON Stylus 800 o impresora laser blanco/negro. Precio: \$ 200
9	1	Impresora matriz de puntos DEC LA30W Precio: \$ 350
10	1	Interface con RTU y el resto de la subestación existentes 1 BCU Tipo REC316*4 K41E3F3Q3R3SX100: 9 entradas análogas, 3 corrientes y 6 voltajes 56 entradas digitales 32 salidas digitales Librería Básica Librería de Control E/S adicionales Tipo RIO580 121-221 (2 unidades): 32 salidas digitales (cada unidad) Precio: \$ 20000
11	1	Gabinete tipo interior RESP 97 IP43 para instalación en la sala de control. Precio: \$ 8000
12	1	Unidad UPS para alimentación del sistema. Precio: \$ 2500

13	1	Escritorio y silla para operador en la sala de control (para monitor, teclado, mouse e impresoras). Nota: distancia máxima admisible de 5m hasta el gabinete RESP 97. Precio: \$ 300
----	---	--

5. CONCLUSIONES

Gracias al avance tecnológico de los microprocesadores, hoy en día contamos con terminales inteligentes, que permiten a los ingenieros de protecciones dar soluciones rápidas y de bajo costo a los problemas presentados en la Automatización de Subestaciones.

Con la utilización de terminales fabricados por la marca ABB y que son parte del simulador de subestaciones entregado a la Escuela Politécnica Nacional, vemos que la Automatización de Subestaciones se reduce a una red de fibra óptica entre terminales y a la utilización de un software especializado y desarrollado por ABB.

Los software de los terminales de la serie SPAC y REF también pueden ser utilizados para la Automatización de Subestaciones, dando como resultado que un proyecto de automatización se lo puede realizar los etapas.

Con el apoyo de las principales empresas fabricantes de terminales, se podrá dar solución a un gran problema presente hasta la fecha, los protocolos de comunicación, espero que dentro de muy poco tiempo, todos los terminales esten hablando un solo protocolo a nivel mundial.

La Automatización de Subestaciones podrían dar una ventaja a las Empresa de Distribución del país como es la implementación de la comunicación de las diferentes áreas de trabajo de las Empresas, las mismas que a través de sus aplicaciones se interrelacionarían e identificarían, logrando un consenso de información de los procesos que realiza la Empresa y de los problemas críticos asociados con la operación del sistema.

La interconexión se logra hacer por cuanto se disponen de equipos multiusuarios capaces de manejar dispositivos entre locales y remotos. Cabe señalar que los sistemas de automatización de Subestaciones es desarrollado en lenguajes faciles de manejar y en todo caso transparentes para los usuarios finales.

En estos procesos de Automatización de Subestaciones se ve eliminado en gran parte la utilización de papel, por cuanto todos los módulos que conforman el sistema tienen la posibilidad de realizar consultas de trabajo, las mismas que permiten aprovechar la información sin utilizar el papel que tradicionalmente se ocupaba con el proceso manual.

Se facilita consultas por pantalla y emisión de reportes técnicos y financieros, particularmente relacionados con el control de la energía eléctrica, gran parte de esta información fluye hacia contabilidad para de esta manera controlar los resultados de la Empresa.

Uno de los grandes beneficios de la Automatización de Subestaciones es la optimización de los Recursos Humanos tanto a nivel de Empresa como en función social, por cuanto la atención tanto a clientes internos y externos será inmediata, permitiendo un manejo de información más eficiente.

La razón principal de las Empresas Eléctricas de Distribución de Energía Eléctrica de llegar a la automatización debe ser el CLIENTE, para de esta manera mejorar la atención a sus clientes, disminuyendo el tiempo de cortes de servicios, reclamos, solicitudes de nuevos servicios, etc.

6. RECOMENDACIONES

La implementación de estos software de automatización de Subestaciones en el sector eléctrico ecuatoriano requiere instrumentar una política que permita, obtener las condiciones adecuadas para mantener un correcto control de los requerimientos en la automatización de subestaciones tanto de las empresas eléctricas sino también de los clientes de estas empresas, de esta

aproximadamente el 30% del costo total de los equipos, no requiriéndose de esta parte para redes nuevas a ser incorporadas a la automatización, ya que por lo contrario el uso de sistemas de automatización reducen y evitará algunos costos.

Se recomienda también a las Empresas realizar un estudio de diagnóstico con alguna consultora experta en la Automatización de Subestaciones e inmediatamente aplicar las recomendaciones en cuanto a la adquisición de hardware y software y sistemas operativos, caso contrario el proyecto se vuelve obsoleto en poco tiempo, necesitando una actualización aun cuando el proyecto no ha terminado.

Como recomendación final a las Empresas Eléctricas deseo manifestar que es necesario en este momento de cambios, las Empresas Distribuidoras, busquen soluciones integradas en el menor tiempo, de tal forma que a través de esta herramienta se alcance la consolidación del Sector Eléctrico del País.

7. BIBLIOGRAFIA

- [1] Donald G. Fink y H. Wayne Beaty, Manual de Ingeniería Eléctrica, 13ra. Ed., McGraw-Hill, México, 1996.

- [2] Helmut Ungrad, Willibald Winkler y Andrzej Wiszniewski, Protection Techniques in Electrical Energy Systems, Marcel Dekker, New York, 1995.
- [3] Matti Lehtonen y Tapio Hakola, Neutral Earthing and Power System Protection, ABB, Finlandia, 1995
- [4] ABB, Switchgear Manual, 9na Ed. Alemania, 1993
- [5] ABB, Protection Application Handbook, Edicion 1, Suecia, 1999
- [6] ABB, Protective Relaying Theory and Applications, USA, 1999
- [7] ABB, Microscada Technology, Rev. 8.4.2, Finlandia, 2000

ANEXO # 1

<u>ABREVIACIÓN</u>	<u>EXPLICACIÓN</u>
HV	Alta Tensión (High Voltage)
LCD	Display de Cristal Líquido (Liquid Crystal Display)
LED	Diodo emisor de luz (Light Emitting Diode)
MMI	Interface Hombre Máquina (Man-machine Interface)
MV	Medio Voltaje (Medium Voltage)
OLTC	Controlador de cambio del Tap en carga (On-load Tapchange controller)
PC	Ordenador personal (Personal Computer))
SCADA	Sistema de supervisión, control y adquisición de datos (Supervisory, control and data acquisition)
SCS	Sistema de Control de la Subestación (Substation Control System)
S/E	Subestación