ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN EN UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y SECCIONAMIENTO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

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

MOLINA CÁCERES FRÀNCISCO GUILLERMO

DIRECTOR: ING. ANTONIO BAYAS PAREDES

Quito, JUNIO, 2003

DECLARACIÓN

Yo Molina Cáceres Francisco Guillermo, declaro bajo juramento 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.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

FRANCISCO GUILLERMO MOLINA CÁCERES

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Guillermo Molina Cáceres, bajo mi supervisión.

Ing. Antonio Bayas
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Quiero hacer extensivo mi agradecimiento al Ing. Antonio Bayas por su respaldo, empuje y acertada dirección, también al Ing. Luis Tapia por su valioso aporte de conocimientos, a la Empresa Eléctrica Quito S.A. en especial a los Ingenieros Oswaldo Merizalde y Raúl Ruiz, y la Compañía Asea Brown Boveri en especial al Ing. Fabricio López por su asesoramiento y por facilitarme la información y equipo necesario para la culminación de este trabajo.

DEDICATORIA

Quiero dedicar éste trabajo en especial a mis Padres Guillermo y Reyna por ser los mejores Padres del Mundo, quienes con su apoyo y sacrificio, han sido los que han estado junto a mí en todo momento. También a mis hermanos Telmo, Reyna y Santiago por su apoyo, compresión y por ser una de mis inspiraciones para seguir adelante. A los amigos que de una u otra manera estuvieron a mi lado en todas las etapas de mi vida estudiantil. A Luis y Pablo por su apoyo y por compartir conmigo la afición a la música.

CONTENIDO

CAPITULO 1 1

OBJETIVOS Y ALCANCE 1

1.1 ANTECEDENTES 1
1.2 INTRODUCCIÓN 1
1.3 AUTOMATIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 2
1.4 OBJETIVO GENERAL 3
1.5 OBJETIVO ESPECÍFICO 3

CAPITULO 2 4

ESTUDIO TÉCNICO 4

2.1 DISPOSITIVO ELECTRÓNICO INTELIGENTE 4
2.2 INTEGRACIÓN 4
2.3 AUTOMATIZACIÓN 4
2.4 SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA (EMS) 5
2.5 SISTEMA DE MANEJO DE DISTRIBUCIÓN (DMS) 5
2.5.1 FUNCIONES DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN 5
2.5.2 FUNCIONES DE ADMINISTRACIÓN POST-FALLA 6
2.5.3 FUNCIONES DE PLANEAMIENTO 6
2.6 ANALOGÍAS ENTRE SISTEMAS EMS Y DMS 6
2.7 DIFERENCIAS ENTRE UN EMS Y UN DMS 6
2.8 CONSIDERACIONES TÉCNICAS 7
2.8.1 DEFINICIÓN DE SISTEMAS ABIERTOS 7
2.8.2 APLICABILIDAD DE SISTEMAS ABIERTOS EN AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES 7
2.8.3 BENEFICIOS DE SISTEMAS ABIERTOS 8
2.9 EL MODELO OSI 9
2.10 TIPOS DE REDES 11
2.10.1 REDES LAN (LOCAL AREA NETWORKS) 11
2.10.2 REDES WAN (WIDE AREA NETWORKS) 12
2.11 ESTÁNDARES IEEE 802 PARA LAN 13
2.11.1 ESTÁNDAR IEEE 802.3 Y ETHERNET 13
2.11.2 ESTÁNDAR IEEE 802.5 TOKEN RING 15
2.11.3 TECNOLOGÍA DE RED MASTER SLAVE 16
2.12 PRINCIPIOS DE PROTOCOLOS 17
2.12.1 PERFIL DEL PROTOCOLO UCA DE EPRI 18
2.12.2 COMUNICACIONES EN LOS SERVICIOS DE AUTOMATIZACIÓN 20
2.12.3 GRUPO DE USUARIOS DNP 20
2.12.4 ESCOGER EL MEJOR PROTOCOLO 21
2.12.5 AREAS DE APLICACIÓN DE PROTOCOLOS DE SUBESTACIONES 22
2.12.5.1 IED A RTU/PLC (DENTRO DE LA SUBESTACIÓN) 22
2.12.5.2 RTU/PLC A AL ESTACIÓN MASTER 24
2.13 RESPOSABILIDADES DEL SISTEMA 25

2.13.1 CONEXIÓN ENTRE IEDS 25
2.13.2 TRADUCCIÓN DE PROTOCOLO 26
2.13.3 IED Y DIRECCIÓN DEL DISPOSITIVO 26
2.13.4 INTERCAMBIO DE DATOS Y SOPORTE DEL CONTROL PARA BASE DE DATOS 26
2.13.5 SOPORTE AL USUARIO PARA CREAR AMBIENTE PARA SUS APLICACIONES 26
2.14 ARQUITECTURA DEL SISTEMA 26
2.14.1 NIVEL DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y CONTROL 26
2.14.2 NIVEL DE INFRAESTRUCTURA DE INFORMACIÓN 29
2.14.3 REQUERIMIENTOS LAN PARA UNA SUBESTACIÓN 29
2.14.3.1 PROTOCOLOS LAN PARA SUBESTACIÓN 31
2.14.4 INTERFASE DE USUARIO 32
2.14.5 INTERFASES DE COMUNICACIÓN 33
2.14.5.1. INTERFASE A LOS IEDS DE LA SUBESTACIÓN 33
2.14.5.2 INTERFASE CON SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA (EMS) 33
2.14.5.3 INTERFASE CON EL SISTEMA DE MANEJO DE DISTRIBUCIÓN (DMS) 34
2.14.5.4 INTERFASE CON EL SISTEMA DE CONTROL DE CAPACITOR 34
2.14.5.5 CAPACIDADES DE INTERFASE DIAL-IN REMOTAS 35
2.14.5.6 INTERFASE PARA FUENTE ESTÁNDAR DE TIEMPO 35
2.14.5.7 BASE DE DATOS CORPORATIVA 35
2.15. ENFOQUES DE INTEGRACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN 36
2.15.1 ARQUITECTURA BÁSICA 36
2.15.2 TOPOLOGÍAS DEL SISTEMA 37
2.15.3 TIPOS DE ACERCAMIENTO 37
2.15.3.1 ACERCAMIENTO DEL PROVEEDOR TOP-DOWN 37
2.15.3.2 ACERCAMIENTO DEL PROVEEDOR BOTTOM-UP 37
2.15.3.3 ACERCAMIENTO EMS & SCADA 37
2.15.3.4 ACERCAMIENTO SCADA & RTU 38
2.15.3.5 ACERCAMIENTO DE PLC 39
2.15.3.6 ACERCAMIENTO DE PC 41
2.15.3.7 ACERCAMIENTO ORIENTADO AL PRODUCTO DEL VENDEDOR 43
2.15.4 CONSIDERACIONES DE LA ARQUITECTURA DEL SISTEMA 44
2.15.4.1 NECESIDAD DE SOLUCIONES 45
2.16 DESCRIPCION DEL SISTEMA POWER RICH 45
2.16.1 DESCRIPCIÓN MÁS DETALLADA DEL POWER RICH 46
2.16.2 CARACTERÍSTICAS DE PANTALLAS GRÁFICAS Y MENÚS DEL SOFTWARE 47
2.16.3 PROVISIONES DEL SOFTWARE 48
2.16.4 HERRAMIENTAS DEL SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE TENDENCIA DE VALORES (DATA TRENDING) 49
2.16.5 ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN Y RECUPERACIÓN DE EVENTOS 49
2.16.6 SEGURIDAD, CONTRASEÑA (PASSWORD) DE PROTECCIÓN 50
2.16.7 REDUNDANCIA 51
2.16.8 CAPACIDAD DE DIBUJOS Y GRÁFICOS 51
2.17 DESCRIPCIÓN DEL MICROSCADA (SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO) 53
2.17.1 CONCEPTO 53
2.17.2 PRODUCTOS SISTEMAS Y SERVICIOS 53
2.17.3 APLICACIONES 53
2.17.4 MONITORIZACIÓN Y CONTROL 53
2.17.5 SISTEMAS AMPLIABLES 54
2.17.6 APERTURA DEL SISTEMA Y ACTUALIZACIÓN 54
2.17.7 SISTEMAS DE APLICACIÓN MICROSCADA. 54
2.17.7.1 SISTEMAS DE CONTROL DE LA RED 54

2.17.7.2 SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN 55
2.17.7.3 SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN DE SUBESTACIONES 55
2.17.7.4 SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE POSICIONES 56
2.17.7.5 SISTEMAS DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN 57
2.17.7.6 LECTURA DE MEDIDAS 57
2.17.7.7 SISTEMAS PARA MERCADOS LIBERALIZADOS 58
2.17.7.8 SISTEMA PARA GESTIÓN DE DEMANDA 58
2.17.7.9 SISTEMAS DE COMUNICACIÓN 59
2.17.8 ARQUITECTURA 59
2.17.8.1 SYS 500 59
2.17.8.2 COM 500 59
2.17.8.3 LIB 500 60
2.18 CONFIGURACIONES TIPICAS DE SISTEMAS DE AUTOMATIZACION 61
2.18.1 SISTEMA REMOTO: CONTROL REMOTO 62
2.18.1.1 DESCRIPCIÓN 62
2.18.1.2 CARACTERÍSTICAS 62
2.18.1.3 EQUIPO DEL NIVEL DE BAHÍA 63
2.18.1.4 COMUNICACIÓN 63
2.18.1.5 EQUIPO DEL NIVEL DE ESTACIÓN 63
2.18.2 SISTEMA SIMPLE CON GATEWAY INTEGRADO 64
2.18.2.1 DESCRIPCIÓN 64
2.18.2.2 CARACTERÍSTICAS 64
2.18.2.3 EQUIPO DE NIVEL DE BAHÍA 65
2.18.2.4 COMUNICACIÓN 65
2.18.2.5 EQUIPO DEL NIVEL DE ESTACIÓN 65
2.18.3 SISTEMA SERVIDOR 66
2.18.3.1 DESCRIPCIÓN 67
2.18.3.2 CARACTERÍSTICAS 67
2.18.3.3 EQUIPO DE NIVEL DE BAHÍA 67
2.18.3.4 COMUNICACIÓN 68
2.18.3.5 EQUIPO DEL NIVEL DE ESTACIÓN 68
2.19 ANALISIS TÉCNICO 69
2.19.1. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN 70
2.19.2 SISTEMA FACTIBLE 71
2.20 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS 72
2.20.1 GENERALIDADES 72
2.20.1.1 ALCANCE 72
2.20.2 GENERALIDADES DE LOS PRODUCTOS 73
2.20.3 OPERACIÓN DEL PMC 73
2.20.4 EL SOFTWARE PMC 76
2.20.5 CAPACIDAD DE DIBUJOS GRAFICOS 82
2.20.6 ESPECIFICACIONES DETALLADAS 84
2.20.6.1 COMPONENTES DEL SISTEMA 84

CAPITULO 3 87

IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN 87

3.1 DESCRIPCION DE LA SUBESTACIÓN EPICLACHIMA 87
3.1.2 EQUIPO DEL PATIO DE MANIOBRAS 88

3.1.3 EQUIPO DE LA SALA DE TABLEROS 89
3.1.4 EQUIPO DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN EPICLACHIMA 89
3.1.5 OPERACIÓN DEL REGULADOR DE TENSIÓN BAJO CARGA (TAP CHANGER) DE LOS TRANSFORMADORES YORKISHIRE 91
3.1.6. REESTABLECIMIENTO DEL TRANSFORMADOR QUE COMANDA AL REGULADOR DE TENSIÓN 92
3.1.7 EQUIPO DE MEDICION DE LA SUBESTACIÓN EPICLACHIMA 93
3.2 DIAGRAMA UNIFILAR 94
3.3 ADQUISICIÓN DE DATOS 95
3.3.1 ADQUISICIÓN DE DATOS DE VALORES MEDIDOS 95
3.3.2 ADQUISICIÓN DE DATOS DE VALORES DE ESTADO 97
3.3.3 ADQUISICIÓN DE SEÑALES DIGITALES Y DE CONTADORES 98
3.4 MAGNITUDES Y SEÑALES INVLUCRADAS 99
3.4.1 VOLTAJES 99
3.4.2 CORRIENTES 99
3.4.3 POTENCIA ACTIVA, FACTOR DE POTENCIA 100
3.4.4 SAÑALES ON/OFF 100
3.5 DATOS Y SEÑALES AUXILIARES 101
3.6 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN 102
3.6.1 BARRAS 102
3.6.1.1 DIAGRAMA DE ANILLO 103
3.6.1.1.1 CARACTERÍSTICAS 103
3.6.1.2 DOBLE BARRA CON DISYUNTOR Y MEDIO 103
3.6.1.2.1 CARACTERÍSTICAS 104
3.6.2 SECCIONADORES 104
3.6.3 INTERRUPTORES 105
3.6.4 TRANSFORMADORES DE POTENCIA 105
3.6.5 TRANSFORMADORES DE MEDIDA 105
3.7 REQUERIMIENTOS DE ADQUISICION DE DATOS DE LA SUBESTACION EPICLACHIMA 109
3.8 INTERBLOQUEOS 112
3.9 DIAGRAMAS LÓGICOS DE CONTROL 114
3.9.1 CONTROL DE SECCIONADORES 115
3.9.1.1 SECCIONADORES 89-N4/N8 (AISLADORES DE DISYUNTORES) 115
3.9.1.2 SECCIONADORES 89-LN3 (AISLADOR DE LÍNEA) 116
3.9.1.2.1 EN EL EQUIPO 116
3.9.1.2.2 EN EL CUARTO DE CONTROL O DESDE EL CENTRO DE CONTROL 117
3.9.1.3 SECCIONADORES 89-LN1 (PUESTA A TIERRA) 118
3.9.2 CONTROL DE DISYUNTORES DE LÍNEA (52-N) 119
3.9.2.1 CIERRE DE DISYUNTOR (DESDE EL CUARTO DE CONTROL) 119
3.9.2.1 CIERRE DE DISYUNTOR (DESDE EL PATIO) 120
3.9.2.1 RECIERRE DE DISYUNTOR 121
3.9.1.2 DISPARO DE DISYUNTOR DE LÍNEA 122
3.9.3 CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA (SEÑALES DE TENSIÓN Y CORRIENTE) 123
3.9.3.1 SEÑALES DE TENSIÓN Y CORRIENTE 123
3.9.3.2 OPERACIÓN DEL CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA 124
3.9.3.2.1 DIAGRAMA LÓGICO CAMBIADOR DE TOMAS PARA TRANSFORMADOR T1 124
3.9.3.3 AUXILIAR DE SINCRONIZACIÓN 125
3.9.3.3.1 LÍNEA DESENERGIZADA – LÍNEA DESENERGIZADA (EJEMPLO: LÍNEA S/E NO.3 – LÍNEA S/E SUR) 125

3.9.3.3.2 LÍNEA DESENERGIZADA – LÍNEA ENERGIZADA (EJEMPLO: LÍNEA S/E NO.3 – LÍNEA S/E SUR) 125
3.9.3.3.3 BARRA ENERGIZADA – BARRA MUERTA (EJEMPLO: BARRA 2 – BARRA 1) 126
3.9.3.3.4 BARRA DESENERGIZADA – BARRA DESENERGIZADA (EJEMPLO: BARRA 2 – BARRA 1) 126
3.9.3.3.5 BARRA DESENERGIZADA – LÍNEA ENERGIZADA (EJEMPLO: BARRA 2 – LÍNEA S/E SUR) 127
3.9.3.3.6 BARRA ENERGIZADA – LÍNEA DESENERGIZADA (EJEMPLO: BARRA 2 – LÍNEA S/E SUR) 127
3.9.4 LISTA DE ABREVIACIONES Y SÍMBOLOS UTILIZADOS EN LOS DIAGRAMAS LÓGICOS 128
3.9.5 SÍMBOLOS UTILIZADOS 130

CAPITULO 4 132

ANÁLISIS ECONÓMICO 132

4.1 INDICES ECONÓMICOS A CONSIDERARSE EN LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO 133
4.1.1 LA RELACIÓN BENEFICIO COSTO 133
4.1.2 FACTOR VALOR PRESENTE 134
4.1.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) 135
4.1.4 FLUJO NETO DE CAJA 135
4.1.5 PERIODO DE RECUPERACIÓN 136
4.1.6 VALOR ACTUAL NETO (VAN) 136
4.2 COSTO DEL PROYECTO 138
4.2.1 COSTOS DE INVERSIÓN 138
4.3 BENEFICIOS DEL PROYECTO 142
4.4 EL MÉTODO DE LA TIR 146
4.5 RELACIÓN BENEFICIO COSTO 147
4.6 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL 147

CAPITULO 5 149

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 149

5.1 CONCLUSIONES 149
5.2 RECOMENDACIONES 151

ANEXOS

ANEXO 1 DESCRIPCION GRAFICA DE LAS PANTALLAS DEL SOFTWARE POWER RICH

ANEXO 2 LAVANTANIENTO DE DATOS DE CAMPO

ANEXO 3 GLOSARIO DE TÉRMINOS

CAPITULO 1

OBJETIVOS Y ALCANCE

1.1 ANTECEDENTES

Este tema de tesis, se lo ha desarrollado como parte del convenio Interinstitucional entre la Escuela Politécnica Nacional y la Compañía Asea Brown Boveri (ABB).

En este convenio se han desarrollando temas de tesis relacionados con el área de Protecciones Eléctricas y Automatización de Subestaciones, así el tema surge de la necesidad de complementar los criterios de Automatización de Subestaciones, citados en tesis anteriores, mediante una aplicación práctica en una Subestación de Distribución y Seccionamiento de la Empresa Eléctrica Quito.

1.2 INTRODUCCION

El concepto de automatización de subestaciones se encuentra firmemente vinculado a la obtención de información útil, en tiempo y calidad, para facilitar la toma de decisiones operacionales, así como una identificación más rápida de fallos, que conduzca a su adecuada resolución. Los avances en redes LAN, protocolos de comunicación y relés reconfigurables mediante programación orientada al objeto están aumentando el potencial de la automatización de subestaciones.

El creciente desarrollo de los microprocesadores, las facilidades presentadas por los convertidores análogo-digitales, la incorporación de librerías para protección y control, han permitido que actualmente sea técnicamente posible integrar las funciones de protección, control y monitoreo; por ejemplo para realizar la protección de una subestación o de una línea de transmisión. Esta generación de equipos de protección y control basados en este tipo de microprocesadores, hacen que sea factible integrar las funciones descritas, esto debido a que como se puede inferir, las funciones de protección y control utilizan la misma información proveniente del equipo primario y además, tienen muchas similitudes

o, lo que equivale a decir que muchas de las funciones utilizadas para protección y control son redundantes.
La integración permite disminuir los requerimientos de espacio y cableado, y al mismo tiempo incrementar la disponibilidad y confiabilidad del sistema, además de estos beneficios se suman otros como son reducir inversiones y costos de operación y mantenimiento.

Adicionalmente y de acuerdo con lo exigido por en la Ley, su Reglamento General, el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad y el CONELEC mediante las Regulaciones pertinentes, se debe proporcionar un servicio con los niveles de calidad exigidos, para lo cual las Empresas Eléctricas deberán adecuar progresivamente sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales.

La evaluación de la prestación del servicio necesita obtener la información necesaria y suficiente para evaluar los índices de calidad de la energía, lo cual hace necesario que las distribuidoras automaticen sus instalaciones, para que mediante sistemas informáticos analicen la información adquirida, y puedan evaluar los índices de calidad del Producto.

1.3 AUTOMATIZACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema Automático de Distribución es aquel sistema diseñado para operar y coordinar remotamente el uso de todos los componentes del Sistema de Distribución en tiempo real y constituye una herramienta importante para los análisis del Sistema Eléctrico de Distribución.

Este sistema abarca funciones como la de adquisición, control y supervisión de datos, operación remota de primarios, aislamiento de fallas y reestablecimiento del servicio, optimización del servicio en los primarios mediante el control remoto de los bancos de capacitores para regulación de voltaje y reducción de pérdidas ubicadas a lo largo de los primarios, medición y lecturas de consumo remotas y control automático de las cargas.

La automatización de la red de Distribución, tiene como objetivos fundamentales los siguientes:

- Minimizar los requerimientos de recursos económicos.
- Diferimiento de inversiones.
- Disminución de costos de operación y mantenimiento.
- Ahorros en atención de interrupciones de servicio.
- Ahorros para el usuario (mayor confiabilidad).
- Ahorros en costos de operación.
- Cumplir con las normas de continuidad y calidad de servicio.
- Mejorar la metodología de operación del servicio.
- Mejorar las decisiones a nivel de planificación y diseño.

1.4 OBJETIVO GENERAL

El presente proyecto de titulación hace una propuesta de renovación del sistema convencional de control y protección de una subestación de distribución, por un sistema de Automatización de Subestaciones, basándose en un estudio técnico, que permita delinear los criterios concretos de diseño, citando beneficios y requerimientos especiales.

Además los requerimientos económicos para la implementación de la solución propuesta.

1.5 OBJETIVO ESPECIFICO

Realizar un estudio Técnico – Económico para la implementación de un Sistema de Automatización en la Subestación de Distribución Epiclachima perteneciente la Empresa Eléctrica Quito S.A.

CAPITULO 2

ESTUDIO TÉCNICO

En la primera parte de este capítulo se hace una descripción los elementos y conceptos necesarios para realizar la automatización de una subestación de distribución, después de esto se realiza un análisis de las diferentes consideraciones técnicas con la finalidad de delinear los criterios con los cuales se debe escoger uno u otro sistema de automatización para subestaciones de distribución.

Se continúa con la descripción de arquitecturas de Automatización de Subestaciones cuyo Proveedor es la Compañía Asea Brown Boveri (ABB), y en base a los criterios definidos en el desarrollo de este capítulo escoger el sistema de Automatización adecuado.

2.1 DISPOSITIVO ELECTRÓNICO INTELIGENTE [6]

Cualquier dispositivo que incorpora uno o más procesadores con capacidad de recibir o enviar datos o realizar control, desde o hacia una fuente externa, así por ejemplo se tienen medidores electrónicos multifunción, relés digitales, controladores.

2.2 INTEGRACIÓN [6]

La integración de las funciones de protección, control y adquisición de datos dentro de un mínimo número de plataformas reduce el capital invertido y el costo de operación, además reduce el tamaño de los paneles y el espacio que se ocupa dentro de la casa de control, y elimina equipos y bases de datos redundantes.

2.3 AUTOMATIZACIÓN [6]

El despliegue de la subestación y de las funciones de operación de alimentador y las aplicaciones yendo desde el SCADA y procesamiento de alarmas para integrar control de voltaje y VAR's en orden para optimizar la dirección de recursos importantes y reforzar la eficacia de operación y mantenimiento (O&M) con la mínima intervención humana.

2.4 SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA (EMS) [5]

Los sistemas SCADA EMS son un soporte operativo para el control de la generación y transporte de la energía eléctrica, es decir permite operar de manera eficiente el manejo de la producción de energía.

Los sistemas EMS, constituyen como se dijo un soporte operativo, para la filosofía operacional de los sistemas de potencia, así, para la etapa de planificación o programación operativa, para la operación y supervisión en tiempo real de la generación y transmisión de energía y para la etapa de post-despacho operativo.

A continuación se lista las principales funciones del sistema EMS:

- Programación de la generación
- Control de la Generación
- Análisis de Red
- Simulador de entrenamiento

2.5 SISTEMA DE MANEJO DE DISTRIBUCIÓN (DMS) [5]

Los sistemas SCADA DMS, son aplicados a la distribución de energía en subestaciones y alimentadores primarios.

Las funciones del DMS están orientadas al usuario final de la energía, las aplicaciones del DMS están destinadas a empresas eléctricas de distribución, y se las puede categorizar de la siguiente manera.

2.5.1 FUNCIONES DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Dentro de este grupo de funciones tenemos:

- Topología de red
- Flujos de Potencia
- Ubicación de cargas de barra, también consideradas en la funciones EMS.
- Análisis de configuración
- Control y balanceo de voltaje y potencia de alimentadores
- Cortocircuitos

- Automatización de Subestaciones
- Monitoreo de subestaciones

2.5.2 FUNCIONES DE ADMINISTRACIÓN POST-FALLA

- Dentro de este grupo de funciones tenemos:
- Preparación y administración de órdenes de maniobras
- Manejo de llamadas de clientes por pérdidas de servicio

2.5.3 FUNCIONES DE PLANEAMIENTO

Se tiene:

- Pronóstico y análisis de carga

2.6 ANALOGÍAS ENTRE SISTEMAS EMS Y DMS [5]

Los sistemas SCADA EMS y DMS tienen las siguientes similitudes:

- Los dos colectan información del estado del sistema y las mediciones vía dispositivos localizados en campo que pueden ser IEDs o RTUs.
- Los procesos de información recibida y la presentación a los operadores se la realiza a través de un despliegue en un monitor.
- Los dos contienen funciones analíticas que ayudan a interpretar la información a los operadores, y permiten analizar la situación actual, pasada y futura.
- Los dos almacenan información para posteriormente recuperar y realizar análisis históricos de eventos.
- Los dos están conectados típicamente a otros sistemas computacionales para compartir los datos y resultados analíticos.

2.7 DIFERENCIAS ENTRE UN EMS Y UN DMS [5]

Existen algunas diferencias fundamentales a saber:

- Los sistemas de distribución son típicamente radiales y los de transmisión están conectados a la red.

- Los equipos de maniobra en un sistema de distribución están localizados no solo en subestaciones; si no, a lo largo de toda la red de distribución, a diferencia que en los sistemas de transmisión solo se encuentran en la subestaciones.
- La base de datos de un sistema de distribución es mucho más grande que la de un sistema de transmisión.
- En un sistema de distribución, la gran mayoría de elementos de campo, son operados manualmente, en un sistema de transmisión la mayoría de los dispositivos pueden ser controlados remotamente.
- Un sistema de distribución en su constitución física es más dinámico. Los cambios de topología en un sistema de transmisión no ocurren muy a menudo.
- Existen funciones de aplicación en un EMS, dedicadas al control de la generación, que no son necesarias en los sistemas DMS.

2.8 CONSIDERACIONES TÉCNICAS [6]

2.8.1 DEFINICIÓN DE SISTEMAS ABIERTOS

Es un sistema de cómputo que incluye normas independientes del vendedor para que el software pueda ser aplicado en muchas plataformas diferentes y pueda interoperar con otras aplicaciones que estén ubicadas ya sea en sistemas locales o remotos.

Entonces un sistema abierto es un medio evolutivo para el sistema de control, basado en el uso del concepto "no propietario" y software estándar e interfaces de hardware que permite a las versiones actualizadas estar disponibles y que muchos suministradores de equipo puedan ofertar, consiguiendo un bajo costo al integrar las nuevas tecnologías con relativa facilidad y bajo riesgo.

2.8.2. APLICABILIDAD DE SISTEMAS ABIERTOS EN AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

El desarrollo de los mercados eléctricos en el mundo y sus leyes tienden en la actualidad a impulsar la utilización de sistemas abiertos, ya que con estos se refuerza completamente el reemplazo de los sistemas de automatización, debido a que el cliente no se ve obligado a depender de un solo proveedor para la implementación de su sistema de automatización, así sistemas e IEDs de

diferentes proveedores compiten con sus equipos para cada para cada porción de la automatización.

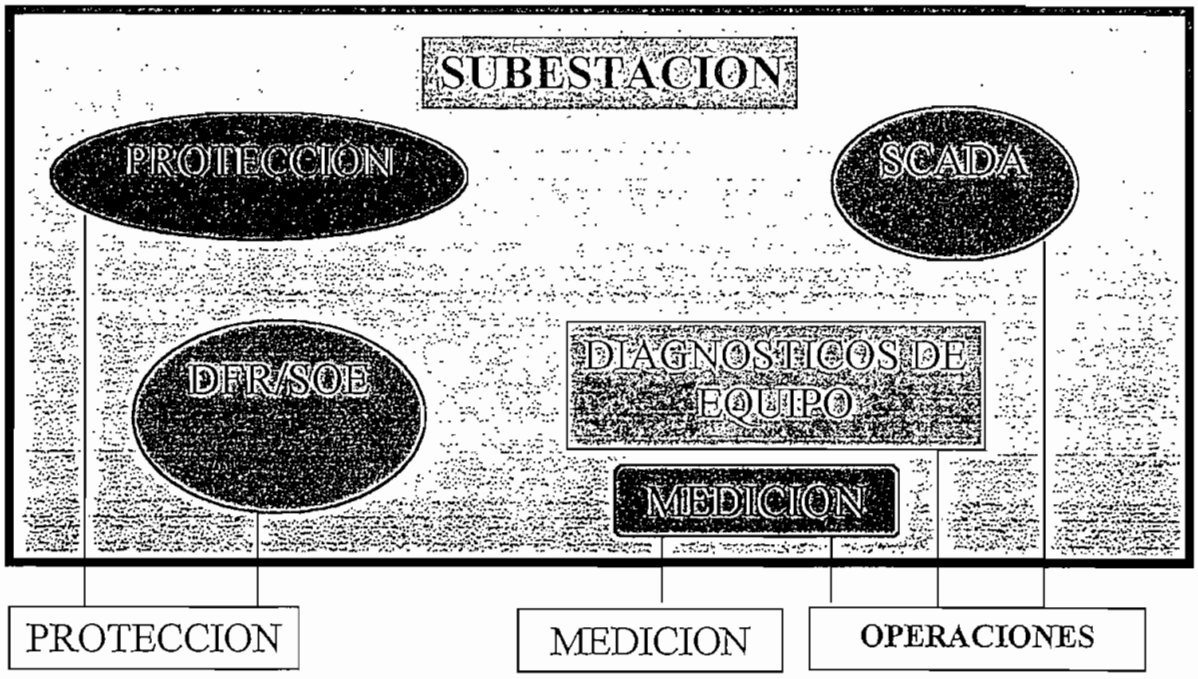


Figura 1. Islas de la automatización sin incluir la subestación

2.8.3. BENEFICIOS DE SISTEMAS ABIERTOS

Dos beneficios sustanciales saltan a la vista, uno es, que el tiempo de vida esperado del sistema aumenta y como segundo punto que, los componentes de otros proveedores pueden estar prontamente disponibles.

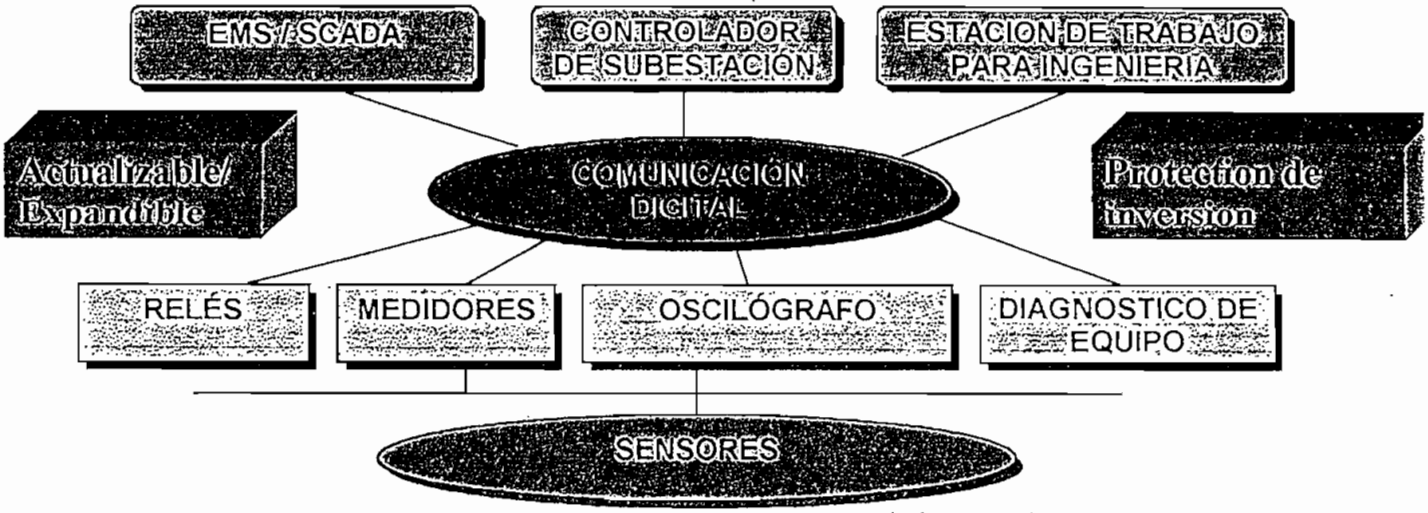


Figura 2. Beneficios de un Sistema Abierto

2.9 EL MODELO OSI [16]

En 1984, la Organización Internacional de Estandarización (ISO) desarrolló un modelo llamado **OSI (Open Systems Interconection**, Interconexión de sistemas abiertos). El cual es usado para describir el uso de datos entre la conexión física de la red y la aplicación del usuario final. Este modelo es el mejor conocido y el más usado para describir los entornos de red.

Figura 3. Capas del Modelo OSI

Como se muestra en la figura 3, las capas OSI están numeradas de abajo hacia arriba. Las funciones más básicas, como el poner los bits de datos en el cable de la red están, en la parte de abajo, mientras las funciones que atienden los detalles de las aplicaciones del usuario, están arriba.

En el modelo OSI el propósito de cada capa es proveer los servicios para la siguiente capa superior, resguardando la capa de los detalles de como los servicios son implementados realmente. Las capas son abstraídas de tal manera que cada capa cree que se está comunicando con la capa asociada en la otra computadora, cuando realmente cada capa se comunica sólo con las capas adyacentes de la misma computadora.

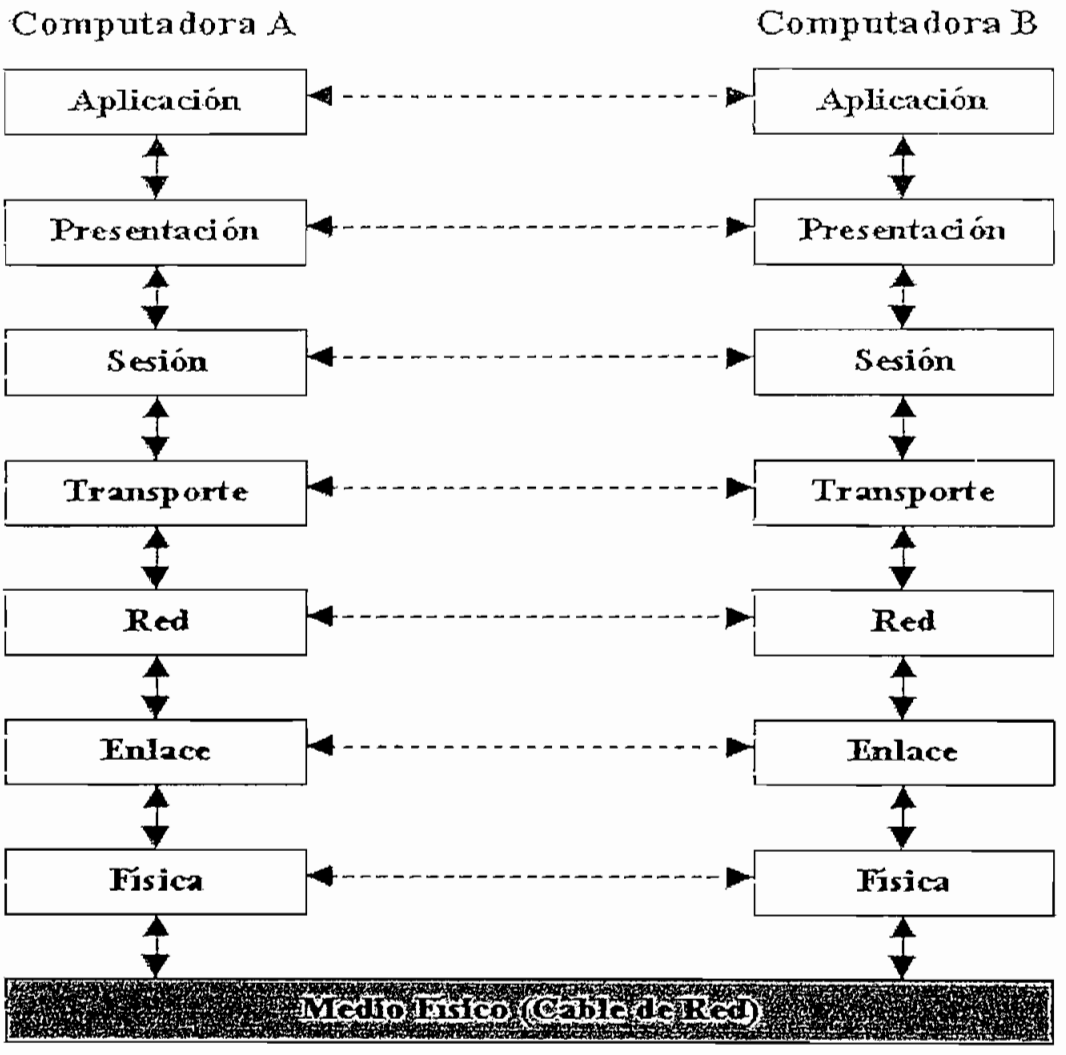


Figura 4. Capas del Modelo OSI en la interconexión de dos computadoras

En la figura 4 se puede apreciar que a excepción de la capa más baja del modelo OSI, ninguna capa puede pasar información directamente a su contraparte en la otra computadora. La información que envía una computadora debe de pasar por todas las capas inferiores, La información entonces se mueve a través del cable de red hacia la computadora que recibe y hacia arriba a través de las capas de esta misma computadora hasta que llega al mismo nivel de la capa que envió la información. Por ejemplo, si la capa de red envía información desde la computadora A, esta información se mueve hacia abajo a través de las capas de Enlace y Física del lado que envía, pasa por el cable de red, y sube por las capas de Física y Enlace del lado del receptor hasta llegar a la capa de red de la computadora B.

La interacción entre las diferentes capas adyacentes se llama interfase. La interfase define que servicios la capa inferior ofrece a su capa superior y como esos servicios son accesados. Además, cada capa en una computadora actúa como si estuviera comunicándose directamente con la misma capa de la otra computadora. La serie de las reglas que se usan para la comunicación entre las capas se llama *protocolo.*

2.10 TIPOS DE REDES [16]

Según el lugar y el espacio que ocupen, las redes, se pueden clasificar en dos tipos:

1. Redes LAN (Local Area Network) o Redes de área local.
2. Redes WAN (Wide Area Network) o Redes de área amplia.

2.10.1 REDES LAN (LOCAL AREA NETWORKS)

Es un tipo de red que se expande en un área relativamente pequeña. Éstas se encuentran comúnmente dentro de una edificación o un conjunto de edificaciones que estén contiguos. Así mismo, una LAN puede estar conectada con otras LAN a cualquier distancia por medio de línea telefónica y ondas de radio.
Pueden ser redes desde 2 computadoras, hasta cientos de ellas. Todas se conectan entre sí por varios medios y topologías, a la computadora que se encarga llevar el control de la red es llamada "servidor" y a las computadoras que dependen del servidor, se les llama "nodos" o "estaciones de trabajo".
Los nodos de una red pueden ser PCs que cuentan con su propio CPU, disco duro y software y tienen la capacidad de conectarse a la red en un momento dado; o pueden ser PCs sin CPU o disco duro y son llamadas "terminales tontas", las cuales tienen que estar conectadas a la red para su funcionamiento.

Las LAN como se dijo son capaces de transmitir datos a velocidades muy rápidas, las LAN tradicionales operan de 10 a 100 Mbps, tienen bajo retardo (décimas de microsegundos) algunas inclusive más rápido que por línea telefónica y experimentan muy pocos errores. Las LAN más nuevas operan a velocidades

muy altas, hasta de cientos de Megabits/segundo, pero las distancias son limitadas.

Una red LAN es un sistema de comunicaciones de alta velocidad diseñado para interconectar desde dos hasta cientos de computadoras y otros dispositivos de procesamiento de datos ubicados dentro de un área relativamente pequeña como puede ser un departamento de una empresa, un grupo de trabajo o en un piso de un edificio de varios pisos. A su vez, las redes LAN se pueden interconectar con otras LAN en otros pisos o en otros edificios, lo que se conoce como **"internetworking"**, para formar una **red empresarial o internetwork.** Las redes LAN de hoy, utilizan tecnología de acceso compartido, esto quiere decir que todos los dispositivos conectados a la red comparten un mismo medio de comunicación, usualmente cable UTP (par trenzado) o de fibra óptica. La tecnología de redes LAN mas usada en estos días es **Ethernet,** utilizada por más del 80% de las instalaciones de redes LAN.

Las LAN de transmisión pueden tener diversas topologías:

En una red *bus* en cualquier instante una computadora es máquina maestra y puede transmitir; se pide a las otras máquinas que se abstengan de enviar mensajes. Es necesario un mecanismo de arbitraje que para resolver conflictos de dos o más máquinas que quieren transmitir simultáneamente. El mecanismo de arbitraje puede ser centralizado o distribuido. Por ejemplo de IEEE 802.3, popularmente llamada Ethernet, es una red de transmisión basada en bus con control de operación descentralizado de 10 o 100Mbps. Un segundo tipo de de sistema de difusión es el anillo. En un anillo, cada bit se propaga por si mismo, sin esperar al resto del paquete al cual pertenece. Típicamente cada bit recorre el anillo entero en el tiempo que toma transmitir unos pocos bits, a veces antes de que el paquete completo se haya transmitido. Como en todos los sistemas de difusión, se necesitan reglas para arbitrar el acceso simultaneo al anillo. La IEEE 802-5 (el token ring de IBM), es una popular LAN basada en anillo que opera a 4 y 16 Mbps.

2.10.2 REDES WAN (WIDE AREA NETWORKS) [16]

Es una red comúnmente compuesta por varias LAN interconectadas y se encuentran en una amplia área geográfica. Estas LAN que componen la WAN se

encuentran interconectadas por medio de líneas de teléfono, fibra óptica o por enlaces aéreos como satélites.

Entre las WAN mas grandes se encuentran: la ARPANET, que fue creada por la Secretaría de Defensa de los Estados Unidos y se convirtió en lo que es actualmente la WAN mundial: INTERNET, a la cual se conectan actualmente miles de redes instituciones universitarias, de gobierno, corporativas y de investigación.

2.11 ESTANDARES IEEE 802 PARA LAN [16]

2.11.1 ESTANDAR IEEE 802.3 Y ETHERNET

A finales de 1960, la universidad de Hawai desarrolló una red de área amplia **(WAN, Red que se extiende a través de una área geográfica mayor a una LAN)**. La universidad necesitaba conectar varias computadoras que estaban esparcidas a través de su campus. La pieza principal en el diseño de la red fue llamado **Carrier-Sense Multiple Access with Collision Detection (CSMA/CD)**. **Carrier-Sense** significa que la computadora escucha el cable de la red y espera hasta un periodo de silencio para poder mandar su mensaje. **Multiple Access** se refiere a que múltiples computadoras pueden estar conectadas en el mismo cable de red. **Collision Detection** es una protección contra mensajes chocando en el transito.

Este temprano diseño de red fue la fundación de lo que hoy es Ethernet. En 1972, Xerox Corporation creó el experimental Ethernet, y en 1975 introdujo el primer producto Ethernet. La versión original de este producto de red fue diseñado como un sistema de 2.94mbps (Megabits por segundos) conectando hasta 100 computadoras en un cable de un kilómetro.

El Ethernet de Xerox fue tan exitoso que Xerox, Intel y Digital crearon un estándar para Ethernet de 10mbps. Este diseño fue la base de la especificación IEEE 802.3 por lo que el producto Ethernet se apega a la mayoría de las partes del estándar 802.3.

El **CSMA/CD** funciona de la siguiente manera: cuando una computadora desea mandar información primero escucha el cable de la red para revisar que no se este usando en ese precioso momento (Carrier-Sense). Esto se oye muy sencillo,

pero el problema reside en que dos o más computadoras al escuchar que no se esta usando el cable pueden mandar al mismo momento su información (Multiple Access), y como solamente puede haber uno y sólo un mensaje en tránsito en el cable se produce una colisión. Entonces las computadoras detectan la colisión y deciden reenviar su información a un intervalo al azar, es importante que sea al azar ya que si ambas computadoras tuvieran el mismo intervalo fijo se produciría un ciclo vicioso de colisiones y reenvíos (Collision Detection). Así por ejemplo al detectar la colisión una computadora se espera tres milisegundos y la otra cinco milisegundos, siendo obvio que una computadora reenviará en primer lugar y la otra esperará a que el cable este de nuevo sin tránsito.

Evidentemente que en una misma red Ethernet al haber muchas computadoras tratando de enviar datos al mismo tiempo y/o al haber una transferencia masiva de datos se crea un gran porcentaje de colisiones y utilización. Si se pasa del 1% de colisiones y/o 15% de utilización de cable ya se dice que la red está saturada. Además, las señales de este tipo de red tienden a degradarse con la distancia debido a la resistencia, la capacidad u otros factores. Inclusive la señal todavía se puede distorsionar por las interferencias eléctricas exteriores generadas por los motores, las luces fluorescentes y otros dispositivos eléctricos. Cuanto más se aumenta la velocidad de transmisión de los datos. Más susceptible es la señal a degradarse. Por esta razón las normas de Ethernet especifican los tipos de cables, los protectores y las distancias del mismo, la velocidad de transmisión y otros detalles para trabajar y proporcionar un servicio relativamente libre de errores en la mayoría de los entornos.

Las redes Ethernet pueden utilizar diferentes tipos de cableado, cada uno con sus beneficios y problemas. Los tres cableados más comunes son Thinnet, Thicknet, y Twisted Pair (Par trenzado).

Thinnet ó 10Base2 puede transmitir datos a 10mbps por Banda Base (señales digitales), pudiendo llegar el cableado hasta 185 metros. Se utiliza cable coaxial RG-58 el cual es bastante barato por lo que a esta red también se le conoce como CheapNet. Un mismo segmento de cable puede soportar hasta 30 computadoras. Es el más utilizado y recomendado para redes pequeñas. Utiliza la topología local bus, donde un mismo cable recorre todas y cada una de las computadoras.

Thicknet ó 10Base5 transmite datos a 10mbps por Banda Base en un cableado que puede alcanzar 500 metros. El cableado es grueso y es utilizado principalmente para largas oficinas o hasta todas las computadoras de un edificio. Del cable principal (backbone) salen cables usualmente Par Trenzado que se conectan a directamente a cada una de las computadoras. Se pueden conectar hasta 100 computadoras con este cableado en un mismo segmento.

Twisted Pair ó 10BaseT transmite datos a 10mbps por Banda Base y utiliza un Hub (concentrador) desde el cual con cable Par Trenzado se conecta cada una de las computadoras quedando en forma similar a estrella. El Hub queda en el centro de la estrella y funciona como "repetidor". El cable desde el Hub hasta la computadora no debe de medir más de 100 metros.

Las redes LAN se caracterizan por:

- Utilización de medios privados de comunicación.
- Amplitud que va desde metros hasta pocos kilómetros
- Velocidad de transmisión elevada (de 1 a 100 Mbps, incluso mayores)
- Comunicación de igual a igual (*Peer-to-Peer*) de los dispositivos conectados.
- Posibilidad de conexión con otras redes mediante pasarelas o *gateways*.

2.11.2 ESTANDAR IEEE 802.5 TOKEN RING

La red Token - Ring es una implementación del Standard IEEE 802.5, en el cual se distingue más por su método de transmitir la información que por la forma en que se conectan las computadoras.

El primer diseño de una red de Token-Ring es atribuido a E. E. Newhall en 1969. IBM publicó por primera vez su topología de Token-Ring en marzo de 1982, cuando esta compañía presento los papeles para el proyecto 802 del IEEE. IBM anunció un producto Token-Ring en 1984, y en 1985 éste llegó a ser un Standard de **ANSI/IEEE**.

A diferencia del Ethernet, aquí un Token (Ficha Virtual) es pasado de computadora a computadora como si fuera una papa caliente. Cuando una computadora desea mandar información debe de esperar a que le llegue el Token

vacío, cuando le llega utiliza el Token para mandar la información a otra computadora, entonces cuando la otra computadora recibe la información regresa el Token a la computadora que envió con el mensaje de que fue recibida la información. Así se libera el Token para volver a ser usado por cualquiera otra computadora. Aquí debido a que una computadora requiere el Token para enviar información no hay colisiones, el problema reside en el tiempo que debe esperar una computadora para obtener el Token sin utilizar.

Los datos en Token-Ring se transmiten a 4 ó 16mbps, depende de la implementación que se haga. Todas las estaciones se deben de configurar con la misma velocidad para que funcione la red. Cada computadora se conecta a través de cable Par Trenzado ya sea blindado o a un concentrador llamado **MAU (Media Access Unit)**, y aunque la red queda físicamente en forma de estrella, lógicamente funciona en forma de anillo por el cual da vueltas el Token. En realidad es el MAU el que contiene internamente el anillo y si falla una conexión automáticamente la ignora para mantener cerrado el anillo.

Un MAU puede soportar hasta 72 computadoras conectadas y el cable del MAU a la computadora puede ser hasta de 100 metros utilizando Par Trenzado Blindado, o 45 metros sin blindaje. El Token-Ring es eficiente para mover datos a través de la red. En redes pequeñas a medianas, con tráfico de datos pesado el Token Ring es más eficiente que Ethernet. Por el otro lado, el ruteo directo de datos en Ethernet tiende a ser un poco mejor en redes que incluyen un gran número de computadoras con tráfico bajo o moderado.

2.11.3 TECNOLOGÍA DE RED MASTER SLAVE

El concepto de Maestro / esclavo usa solamente un computador, mientras que el otro se encuentra en espera, listo a tomar acción cuando exista una falla en el maestro. Esto implica que el computador de reserva, debe tener siempre actualizada la base de datos, lo que puede causar que sea difícil su ejecución. El computador esclavo puede ser utilizado también para otros propósitos, por ejemplo, entrenamiento de operación y mantenimiento, etc.

Es un método tan sencillo que no existen normas al respecto.

Se puede citar algunos protocolos que se emplean para esta tipo de transmisión como son: ASi, BitBus, Profibus DP.

2.12 PRINCIPIOS DE PROTOCOLOS [6]

Los protocolos de comunicación permiten a dos dispositivos comunicarse entre si. Cada dispositivo debe tener el mismo protocolo implementado y la misma versión de protocolo, cualquier diferencia en la aplicación del protocolo en cualquier dispositivo producirá errores en la comunicación.

Si ambos dispositivos son del mismo proveedor, así como el protocolo de comunicación, el riesgo de que los dispositivos no puedan comunicarse entre si es mínimo. Esto es típico donde el proveedor ha desarrollado un único protocolo para permitir utilizar todas las capacidades de los dos dispositivos que se interconectan.

En otras palabras utilizando un único protocolo de un proveedor el usuario garantiza la máxima recuperación de la inversión en el o los dispositivos al utilizar toda la funcionalidad del dispositivo, sin embargo la empresa se ve obligada a contar con un solo proveedor para el soporte y la compra de dispositivos en el futuro.

Si ambos dispositivos son de un mismo proveedor y protocolo es un estándar industrial existe un riesgo un poco mayor de que los dispositivos no puedan comunicarse entre si. Los proveedores de dispositivos ha diseñado sus dispositivos para operar con protocolos estándares industriales y con la misma versión de protocolo en cada dispositivo, así el consumidor no se somete a un solo proveedor de dispositivos para compras futuras y podrá optar por el dispositivo de mas bajo costo del mercado debido a la competencia.

Los protocolos estándares industriales no están por arriba que los protocolos propietarios, por lo que requieren una vía mas amplia de información para lograr la misma eficacia.

Existe un poco de riesgo de que la funcionalidad del dispositivo no pueda ser realizada en su totalidad usando un protocolo estándar industrial.

Ahora veamos algunos casos que se pueden presentar: ¿Que sucede en el caso de que se tenga un dispositivo diseñado antes del aparecimiento de un estándar industrial?, en ese caso la funcionalidad del dispositivo no es soportada por el protocolo. O en el caso de que los dispositivos fueran diseñados después de que el protocolo estándar está disponible, bueno en este caso el diseñador del

dispositivo debe haber hecho el diseño en conjunto con las capacidades funcionales del protocolo.

Con el advenimiento de los conceptos de sistemas abiertos, que idealmente permiten a dispositivos de diferentes proveedores comunicarse entre si (interoperar entre si), debe ser posible para el dispositivo de un proveedor comunicarse con otro dispositivo de otro proveedor, utilizando un protocolo estándar industrial, este punto es crítico al momento de realizar las pruebas en fábrica, con la finalidad de verificar que la funcionalidad de un dispositivo sea soportada por el protocolo y por el otro dispositivo y viceversa, puesto que en los dispositivos que son de diferentes proveedores existe el riesgo de que cada dispositivo pueda tener capacidades no soportadas por el otro dispositivo. Hay también el riesgo de que la implementación de protocolos estándares industriales en dos dispositivos de diferentes proveedores puedan tener diferencias, esas diferencias deberían ser encontradas y corregidas en las pruebas en fábrica.

Teniendo un protocolo estándar industrial, donde los proveedores de dispositivos han diseñado sus dispositivos para obtener toda la funcionalidad posible del dispositivo con este protocolo, se puede proporcionar flexibilidad para escoger el mejor dispositivo para cada aplicación, así al contar con varias fuentes de dispositivos en competencia el proceso de compra resulta en un menor precio para el consumidor. Las vías de comunicación de alta velocidad prevalecen hoy en día para incrementar los protocolos estándares industriales.

2.12.1 PERFIL DEL PROTOCOLO UCA DE EPRI

A finales de los 80's el Electric Power Research Institute (EPRI) comisionó un estudio dentro de los requerimientos de comunicaciones en la empresas eléctricas, este estudio realizado en 1991, realizo una valoración de las necesidades, que aparecían ya en ese entonces de protocolos de redes de sistemas abiertos, y se realizo un análisis respecto de los protocolos que mejor encajaron de acuerdo a las necesidades de la industria eléctrica. El resultado del estudio fue la Utility Comunicación Architecture (UCA1) es decir la Arquitectura de Comunicación en Empresas, el estudio recomendó que el armazón que está debajo del UCA sea el modelo de referencia OSI y que los protocolos de comunicación se escojan de los estándares ISO en donde fuera posible. El UCA

es un subconjunto de los estándares OSI/ISO escogidos para ser un grupo de protocolos consistente internamente, que conceptualmente provee todos los servicios de comunicación que se requirieran en el negocio de industria eléctrica y en el ambiente de operaciones de un sistema.

La colección de protocolos que se escogen proporciona un juego vertical de servicios de comunicaciones que se lo denomina un perfil. UCA1 tiene dos perfiles incluidos, uno que usa las siete capas que el modelo OSI plantea, y otra que es la Arquitectura de la Actuación Reforzada (EPA) que es un perfil de tres capas para dispositivos o IEDs menos complejos.

UCA2 fue desarrollado por EPRI como una actualización de la versión 1, incorporando trabajos de definición hechos por un grupo de industrias y varios proyectos de demostración. La versión 1 de UCA no define un perfil de comunicación, sino que mantiene una selección de normas para crear un perfil para aplicaciones específicas, en todos los casos el perfil provee el protocolo estándar de Especificación de Mensaje Industrial (MMS por sus siglas en inglés) en el nivel de aplicación como un servicio de mensajería.

Aunque UCA2 ha sido difundido y su documentación también, el trabajo todavía continua con comités que se dedican ha definir los modelos de objeto necesarios para soportar interoperabilidad de dispositivos. Este trabajo ha sido completado para dispositivos de potencia básicos y son conocidos como GOMSFE (Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment)

Los dispositivos UCA son auto-descriptibles (self-describing), la auto-descripción de dispositivos de proveedores independientes combinados con los perfiles de apoyo ayudan a no tener inconvenientes de los datos en tiempo real, en todas las utilidades de la empresa. Usando estándares comerciales off-the-shelf PC y/o paquetes para estaciones de trabajo (por ejemplo MMS Browsers), los usuarios pueden utilizar en cualquier parte de la empresa UCA, sujeto a la seguridad y controles de acceso, accediendo a los datos en tiempo real desde los dispositivos de la subestación, desde la interfase del cliente en la subestación o más allá.

La UCA MMS y el trabajo de GOMSFE esta integrándose en IEC61850. Este estándar de comunicación de automatización de subestaciones, está llevando en conjunto a los diseñadores de estándares americanos y europeos a producir una norma mundial.

2.12.2 COMUNICACIONES EN LOS SERVICIOS DE AUTOMATIZACIÓN

El proyecto de automatización UCA/Subestación de EPRI empezó hace 5 años a producir consensos con la industria con respecto al control integrado de subestaciones, protección y adquisición de datos y la interoperabilidad entre dispositivos de subestación de diferentes fabricantes. A mediados de 1996 una comisión llamada Comunicaciones en los Servicios de Automatización tuvieron en inicio una reunión para continuar con el proyecto de Automatización de Subestaciones /UCA de EPRI, aproximadamente 25 servicios de automatización y 15 proveedores participaron, bueno y después de formar equipos Proveedor/Servicio, para definir la funcionalidad a requerirse de un IED y que tiene que cumplir el proveedor y para implementar un protocolo IED estándar (Perfil UCA2) y protocolo LAN (Ethernet).

2.12.3 GRUPO DE USUARIOS DNP

Desde 1993 el número vendedores y usuarios de servicios del protocolo DNP ha ido creciendo firmemente a nivel mundial siendo ahora un número mayor a 300. La continua actualización de este protocolo, está directamente disponible en manos del servicio y del usuario que lo utiliza. El grupo de Usuarios de DNP se ha enfocado en que este protocolo tenga una evolución continua llevando junta a la comunidad DNP a un manejo y desarrollo colectivo del protocolo.

La razón primaria para el éxito del DNP3 ha sido su estabilidad acoplada con interoperabilidad y perfeccionamientos para asegurar la compatibilidad con implementaciones existentes. La aceptación y conformidad de las pruebas de sistemas en el proceso ahora significa que el usuario tiene una alta expectativa de que, dispositivos de otros fabricantes trabajen en su sistema correctamente. El Comité Técnico responde a las necesidades comerciales asegurando que las extensiones al DNP3 no se hagan con implementaciones existentes obsoletas. Los proveedores y los beneficios de los servicios se benefician de esto obteniendo compatibilidad y continuidad.

2.12.4 ESCOGER EL MEJOR PROTOCOLO

¿Como se debe escoger el mejor protocolo?, En esta parte hay muchas preguntas ha ser contestadas, así: Primero ¿en que área del sistema se está interesado?, ¿Es el protocolo desde una estación master SCADA a los RTUs del SCADA?, ¿Es el protocolo desde los IEDs de la subestación a una RTU o a un Controlador Lógico Programable?, ¿Es una LAN en la Subestación? Esta es la primera inquietud.

Como segunda inquietudse debe preguntar ¿en cuanto tiempo se tiene programada el implementación de la Subestación?, ¿Es en los próximos 6, 8 o 24 meses? O ¿La implementación está programada para un mayor tiempo?, En algunas de las áreas de aplicación tecnológica los cambios se dan rápidamente, por lo que el tiempo de instalación del proyecto tiene un gran impacto al momento de escoger el protocolo adecuado. Por ejemplo si se está implementando nuevos IEDs en la Subestación, y necesita que estén en servicio en 6 meses, el protocolo a escogerse será el DNP3, Modus, Modbus Plus, estos protocolos son usados en la mayoría de IEDs hoy en día. En algunos casos se escoge un IED que esta comercialmente disponible con capacidad UCA2 MMS, entonces se puede seleccionar el UCA2 MMS como el protocolo. Sin embargo si el tiempo de implementación es de 1 a dos años, se debería considerar el UCA2 MMS como protocolo, y el usuario debe ir monitoreando los ultimas demostraciones de servicios implementados para los IEDs con protocolo de comunicación UCA2 MMS, y que use Ethernet como red de área local de la subestación.

En el caso que el tiempo de puesta en servicio es pequeño, por ejemplo 6 meses, es necesario que de que las opciones de protocolos que se tengan, sean de fabricantes que estén participando en iniciativas de la industria para incorporar sus productos a la nueva tecnología UCA2 MMS, de está manera se puede proteger la inversión actual, para que así el sistema no se ponga obsoleto, y deba tirarse para ser reemplazado por equipo con nueva tecnología, sino que pueda ser actualizado a nuevas tecnologías tanto como sea posible.

2.12.5 AREAS DE APLICACIÓN DE PROTOCOLOS DE SUBESTACIONES

Hay varias alternativas protocolares que dependen del área de aplicación del protocolo en el sistema. En la sección anterior se tuvo como primera pregunta a responder sobre el área del sistema a ser considerada, entonces sabemos que el protocolo varía dependiendo del área de aplicación para la cual se quiere escoger el protocolo. En las siguientes secciones se hacen una revisión las diferentes áreas de aplicación con respecto al estado actual del desarrollo protocolar y los esfuerzos de la industria. El tiempo que se demora el proveedor en desarrollar el sistema es discutido para ayudar determinar que es lo real para un proyecto en específico y para programar la implementación.

2.12.5.1 IED a RTU/PLC (Dentro de la Subestación)

Esta es el área de protocolos de comunicación SCADA tradicionales.
El primer protocolo recomendado es el DNP3. El protocolo DNP3 fue desarrollado por GE Harris de Canadá para estabilizar la expansión de protocolos propietarios entre RTUs de un SCADA y variedad de IEDs. El DNP3 usó como base varios documentos IEC870-5, documentos que estaban entonces en desarrollo y los extendió y/o modificó para acomodarlos a preferencias norteamericanas y prácticas. Ha habido documentos que se realizaron para armonizar los documentos IEC 870-5 los cuales se han convertido luego en normas internacionales, siendo variaciones del DNP3. El DNP es esencialmente un protocolo de 4 capas, que usa las capas 1,2 y 7 del modelo OSI y añade un seudo transporte en la capa 4 para facilitar la transmisión de mensajes grandes. Es diseñado específicamente para adquisición de datos y aplicaciones de control y enfoca su aplicación de la información en la transmisión de datos de servicios eléctricos.

El segundo protocolo recomendado es el IEC 870-5-101. Desarrollado por un comité técnico de la IEC incluyendo el perfil 101. El IEC 870-5. es un protocolo estándar desarrollado para telecontrol, teleprotección, y telecomunicaciones asociadas a servicios de sistemas eléctricos El IEC-870-5 consta de 5 estándares

protocolares para servicios específicos, especifica un número de Links, formatos de Frames y servicios que pueden ser prohibidos en cada una de las tres capas, similar a la especificación UCA de EPRI. El IEC 870-5 usa el concepto de 3 capas conocida como Arquitectura de desempeño Reforzado (EPA por sus siglas en inglés), la cual es un modelo de eficiencia de implementación en dispositivos como RTUs, medidores, relés etc., Adicionalmente el IEC 870-5 incluye un capa de usuario la cual esta situada entra la capa de aplicación del Modelo OSI y los programas de aplicaciones de usuario para añadir interoperabilidad, por ejemplo para las funciones de sincronización de reloj y transferencia de archivos. El otro documento desarrollado por el mismo comité fue el IEC 870-5-101 una norma acompañante, que contiene definiciones específicas para RTUs e IEDs, también se han definidos otros tres documentos que soportan los requisitos de comunicaciones para dispositivos con otros servicios, así estos estándares son conocidos como 102 para valores medidos, 103 para protección y automatización y 104 para comunicación de redes.

El proyecto de Automatización de Subestación EPRI/UCA empezó hace más de 5 años para producir acuerdos generales con la industria en lo que respecta al control integrado de la subestación, protección y adquisición de datos y para permitir interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes. Un proceso abierto se ha seguido en este proyecto para repasar los mejores documentos de proyectos y es un hito en foros abiertos de organizaciones relacionadas a normas. Ha habido más de 600 participantes en esta revisión mundial. La especificación de referencia de Protocolo de Subestación recomendó 3 de los 10 perfiles UCA2 para el uso de automatización de Subestaciones.

Los Modelos de Objetos Genéricos para subestación y Equipo de Alimentador (GOMSFE por sus siglas en inglés), se esta desarrollando para facilitar a los proveedores implementar en sus dispositivos el proyecto de automatización de subestaciones UCA denominado Subestación y Elementos de Alimentador de los Modelos de Objetos del Sistema de Potencia. El GOMSFE une el foro UCA de Automatización de Subestación y de Alimentador para producir modelos

genéricos comunes para la implementación satisfactoria de dispositivos de campo UCA2 en servicios eléctricos.

Nuevos IEDs tienen disponible esta funcionalidad, y existen sitios de demostración para la implementación de nuevos IEDs para demostrar la interoperabilidad entre equipos de diferentes proveedores.

En resumen si la puesta en servicio se la va hacer dentro de los 6 meses siguientes se recomienda utilizar los protocolos existentes hoy en día como son los protocolos de comunicación DNP3, Modbus, Modbus Plus y el IEC 870-5-101. Pero si la puesta en servicio se la tiene programada para de aquí a un año o más se debe considerar del UCA2 con MMS como el protocolo de comunicación.

Aquí surge una pregunta, ¿se podría migrar del IED de hoy en día con DNP3 a un IED del futuro con EPRI UCA2 sin reemplazar el IED completamente? En este sentido incluso con un tiempo muy pequeño para la puesta en servicio, se tiene la opción de migrar los IEDs de la subestación a EPRI UCA2 de una manera incremental sin mayor reemplazo. Como se dijo previamente, si se escoge un IED que es comercialmente disponible con UCA MMS es preferible escogerlo como protocolo de comunicación.

2.12.5.2 RTU/PLC a la Estación Master

Esta es el área de protocolos de comunicación SCADA tradicionales.

El protocolo recomendado es el DNP3. El Subcomité para la adquisición de datos y sistemas de control y procesamiento de la IEEE, en específico la Power Engineering Society (PES) en los 80's empezó a trabajar sobre unas recomendaciones existentes para la estandarización de prácticas de comunicaciones Master/Remota, en esa época cada proveedor de sistemas SCADA tenía desarrollado su propio protocolo basado en tecnología de esa época. En la ausencia de una norma, los proveedores continuaron desarrollando sus propios protocolos propietarios. Muchos de estos protocolos se volvieron normas debido a su uso extendido. Sin embargo, estos protocolos no incorporaron todos los rasgos avanzados ya ofrecidos por algunos otros protocolos en uso. En un esfuerzo por lograr la mayor estandarización en esta área de aplicación durante los últimos años, a nivel internacional en Europa se han hecho foros de procesos para realizar normas de la IEC. Estos esfuerzos

producieron el desarrollo de la norma IEC 870-5 la cual fue ligeramente modificada por GE Harris para crear el protocolo DNP. Hace varios años atrás un grupo de trabajo 03 del Comité Técnico de la IEEE comenzó ha trabajar sobre un protocolo de telecontrol. La idea primaria fue desarrollar una norma internacional con la idea de que todos los proveedores la llevarían a cabo. Se dirigió al dominio de telecontrol, donde la consideraciones primarias fueron los anchos de banda de los canales de comunicación (en Europa, estos fueron típicamente 75 bps a un máximo de 600 bps) y con una configuración de una sola estación Maestra que actúa recíprocamente con dispositivos simples (RTUs), entonces el diseño de la norma IEC 870-5 refleja estas consideraciones. Esta es una norma muy eficiente y asume una sola estación maestra que examina los estados y los valores analógicos de RTU simples sobre canales de comunicación point-to-point. En los Estados Unidos GE Harris (Canadá) modifico el protocolo principalmente la capa de enlace de datos y lo nombro DNP (Distributed Network Protocol).Este protocolo incluye una "seudo" capa d transporte, que permite soportar múltiples estaciones master. La meta del DNP fue definir un estándar genérico basado en la norma IEC 870-5 para usarlo entre IED y concentradores de datos dentro de la subestación así como entre la Subestación y el centro de control SCADA/EMS

2.13 RESPOSABILIDADES DEL SISTEMA [6]

2.13.1 CONEXIÓN ENTRE IEDS

- Registro de datos de los IEDs para lectura y notificación de eventos.
- Poblar con mayor y mejor información la base de datos.
- Los datos de los procesos y peticiones de control desde los usuarios y desde la base de datos.
- Interfase estándar sin tener en cuenta el proveedor de el o los IEDs.
- Actualización al día con Esquema de Informe-por-excepción (con Comunicaciones de Integridad).
- Datos reportados en un Modo de contestación no solicitado.

2.13.2 TRADUCCIÓN DE PROTOCOLO

Los protocolos recomendados para los IEDs son los siguientes:

UCA MMS, DNP 3.0, Modbus, Modbus Plus, que son protocolos estándar usados a nivel mundial, y también se tienen los protocolos, IEC 870-5-101 y 103 que también son estándares recomendados por la IEC.

2.13.3 IED Y DIRECCIÓN DEL DISPOSITIVO

- Conciencia de la ubicación de cada IED.
- Conciencia de los caminos alternos de comunicación.
- Conciencia de que los IEDs pueden utilizarse para llevar a cabo una función específica.
- Conocer del estado de todos los IEDs conectados durante todo el tiempo.

2.13.4 INTERCAMBIO DE DATOS Y SOPORTE DEL CONTROL PARA LA BASE DE DATOS

- Uso de un Servicio de Mensajes estándar en la pantalla del software.
- Interfase de usuario independiente de cualquier Protocolo de IED.
- Actualización al día con Esquema de Informe-por-excepción.

2.13.5 SOPORTE AL USUARIO PARA CREAR AMBIENTE PARA SUS APLICACIONES

- Aplicaciones internamente escritas.
- Soporte para aplicaciones de automatización de otros proveedores.

2.14 ARQUITECTURA DEL SISTEMA [6]

2.14.1 NIVEL DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y CONTROL

Los componentes principales son:

- Dispositivos de campo del sistema de potencia.
- Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs).

- Comunicaciones de la red de área local (LAN).
- Procesador Host ("Master") de la subestación, este procesador debe estar basado en estándares industriales y debe tener una poderosa capacidad de interconectarse con redes de computadoras por ejemplo con las siguientes redes: Ethernet, X/Windows, Motif, TCP/IP, UNIX, etc.

También debe contar con soporte para arquitectura abierta.

Debe contar con el soporte de una industria aceptada, con base de datos correlativa con capacidad para SQL y que pueda realizar el cómputo de los datos completos de la empresa.

Proveer una interfase de usuario con gráficos completos con capacidad tipo Windows.

Interfases para aplicaciones tipo Windows así por ejemplo con Lotus, Excel, DDE Interface, OLE Interface, etc.

Debe ser flexible, expanbible y transportable a las Plataformas del Hardware Múltiples como por ejemplo son: PCs, Power PC, Alpha, Sun, etc.

Fácil para el uso de herramientas de configuración.

Aplicaciones independientes del sistema operativo.

Las aplicaciones deben ser completamente ampliables y deben correr en todos los sistemas operativos que soporte.

Debe ser capaz de aislar aplicaciones con tecnologías subyacentes y de acuerdo a normas.

Debe ser capaz de determinar la configuración de IED subyacente.

Debe proporcionar interfase entre los IEDs y las utilidades de la empresa.

Debe proveer datos para el Data Ware House.

Presentación de información sobre la interfase de usuario local.

Debe dar la posibilidad de tener un Data Ware Hose con la finalidad de que pueda ser analizada mas adelante y mantenerlos guardados y seguros.

Otros problemas que se tienen que tomar en cuenta a la hora de elegir un Procesador son:

- Ver la posibilidad de contar en el sistema con un procesador Vs. procesadores redundantes Vs. Procesadores distribuidos.

- El uso de PLCs.
- El uso de Controladores de Bahía.
- El uso de Subestaciones esclavo más pequeñas.

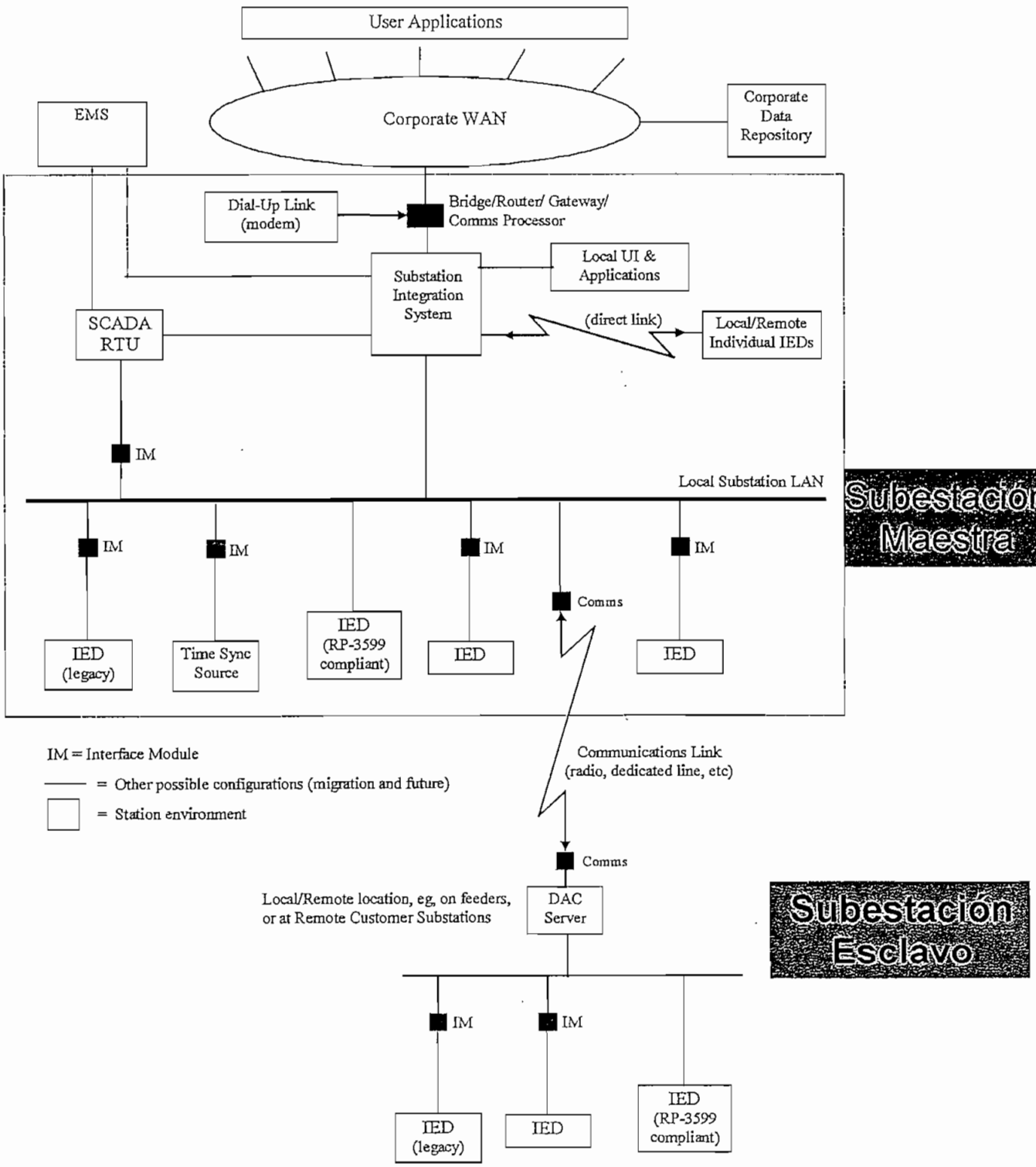


Figura 5. Ejemplo de Subestación "Maestra" y Subestación "Esclavo"

2.14.2 NIVEL DE INFRAESTRUCTURA DE INFORMACIÓN

- Base de datos.
- Aplicaciones.
- El uso de la tecnología de objeto orientado como estrategia para el sistema de potencia.

Interface de Usuario	
Aplicaciones	
Aplicación ↔ Interfase del Subsistema SCADA	Aplicación ↔ Interface con la Base de Datos del Sistema
Subsistema SCADA	**Servidor de la base de batos del sistema**
Subsistema SCADA ↔ Interface del Concentrador de Datos de la Subestación	Base de Datos del sistema ↔ Interface del Concentrador de Datos de la Subestación
Concentrador de datos de la Subestación	
Concentrador de Datos de la Subestación ↔ Interface de IED	
Red de Área Local (LAN) Interna de la Subestación	
Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs)	
Dispositivos de Campo del Sistema de Potencia	

Tabla 1. Arquitectura del Sistema

2.14.3 REQUERIMIENTOS LAN PARA UNA SUBESTACIÓN

Conocer los Estándares Industriales

Encontrar estándares industriales, nos permite que los nuevos dispositivos puedan ser conectados al sistema con tecnología plug and play, y que puedan interoperar aún con dispositivos de diferentes proveedores.

Arquitectura Abierta

La red también debe tener una arquitectura abierta y esto se lo puede lograr mediante el uso de protocolos de comunicación estándares industriales como son: Ethernet 802.x, MMS, Profibus-FMS.

Aplicable a la Subestación en Estudio

La red LAN tiene que ser aplicable al medio de la subestación.

Interfase de nivel de bahía y aislamiento e inmunidad al ruido de la subestación.

Determinismo

El tiempo de respuesta para la transferencia de datos debe ser determinística y se la puede volver a repetir.

Capacidad Par-a-Par

Esto nos permite obtener protecciones de alta velocidad (4ms)

Soporte de Transferencia de Archivos

Por ejemplo nos permite obtener los archivos de configuración de los IEDs y los programas de los PLCs, para así tener un acceso a información que en un momento puede ser de vital importancia.

Transferencia de datos de prioridad

Transmitir archivos de configuración y otros datos de menor prioridad, esto no debe afectar el tiempo crítico de transferencia de datos.

IEDs y su Interface Periférica

Se debe tener un bus común para todas las entradas y salidas.

Compatibilidad con el Computador de la Subestación

Como hemos venido diciendo, se debe lograr tener sistemas abiertos, por lo que un indicativo de que un sistema no es abierto es que el sistema usa dispositivos front-end, por lo que se puede decir que estos no son necesarios en un sistema abierto.

Transferencia de datos de Interbloqueo e Interoperación

Debido a la vital importancia que tiene la velocidad con la que se transfieran estos datos, se deben encontrar velocidades de transferencia rígidas (4ms).

Equipo de Prueba

En lo posible se deben tener equipos de prueba que sean económicos y estén disponibles para el usuario, esto con la finalidad de capacitar al personal humano que esta en contacto con el equipo. Por lo general este tipo de equipos de prueba

son demos que van hacer simulaciones de sistemas reales, por lo que su costo es mucho menor.

Costo

La implementación de la red debe ser competitiva.

2.14.3.1 Protocolos LAN para Subestación

- Ethernet - IEEE 802.3 - 10 Mbps
- Ethernet - IEEE 802.3 - 100 Mbps
- Token Bus - IEEE 802.4 - 10 Mbps
- Token Ring - IEEE 802.5 - 4 Mbps
- Profibus - EN 50170 - 12 Mbps
- FDDI - 100 Mbps

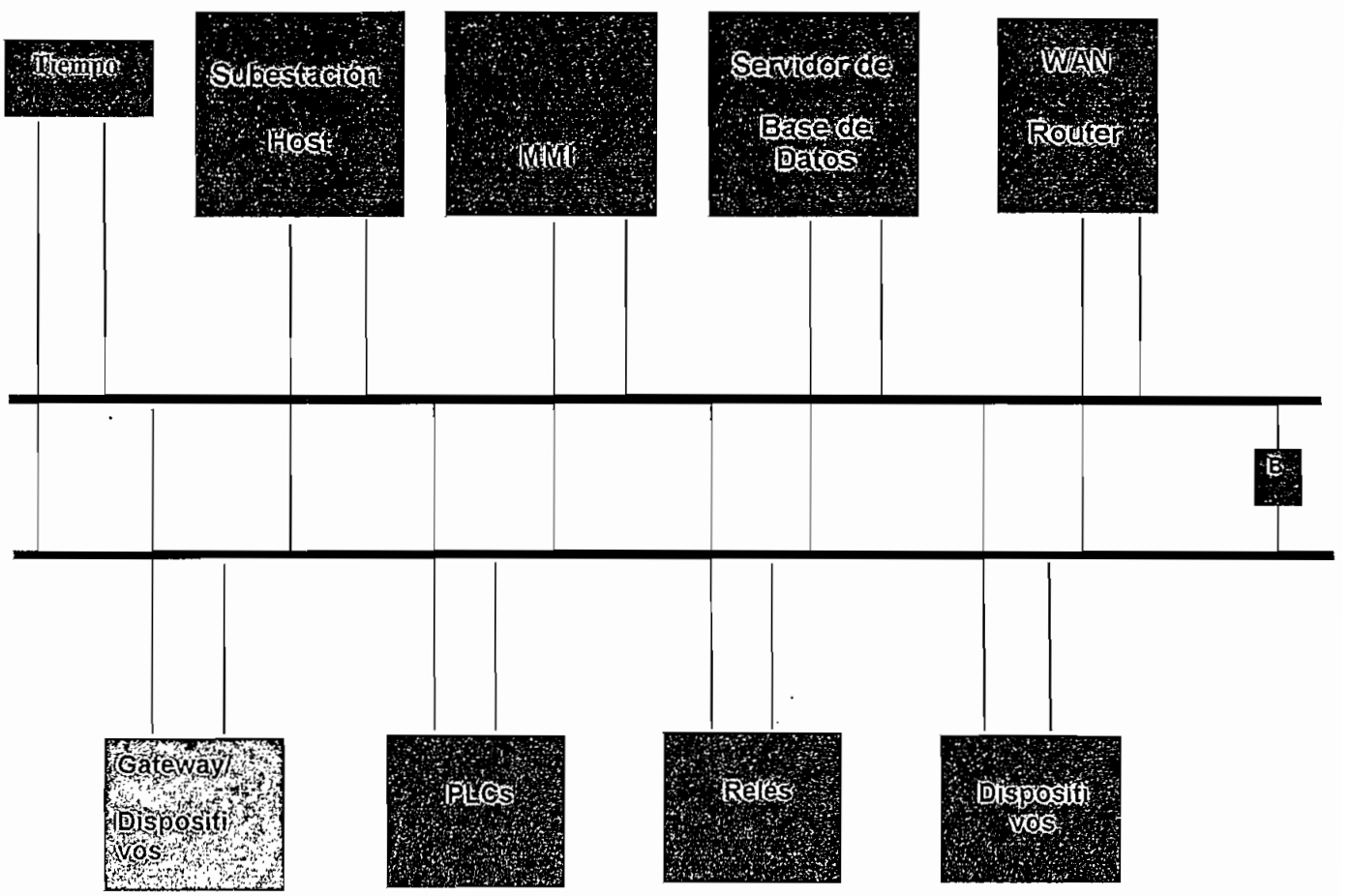


Figura 6. Configuración de Subestación Lógica con red LAN dual.

2.14.4 INTERFACE DE USUARIO

El diseño debe ser intuitivo, para el uso eficaz de sistema con mínima confusión.

Eficaz jerarquía del despliegue para realizar todas las actividades esenciales desde unas pocas pantallas. Se debe pedir la mínima cantidad de mecanografía necesitada.

Común "Look and Fell" Establecido para todos las pantallas.

Debe utilizar una librería de símbolos estándar para representar los aparatos de subestaciones de energía sobre la pantalla gráfica.

El Personal del campo debe involucrarse para determinar qué Información estará en los diferentes despliegues.

Se debe optar por bases de datos múltiples, es decir se debe optar por una solución que permita tener una base de datos para los IEDs y otra base de datos para la interfase de usuario, así disminuye el tiempo de actualización de los despliegues en pantalla, debido a que se tiene una base de datos distribuida, lo que mejora la eficiencia del sistema.

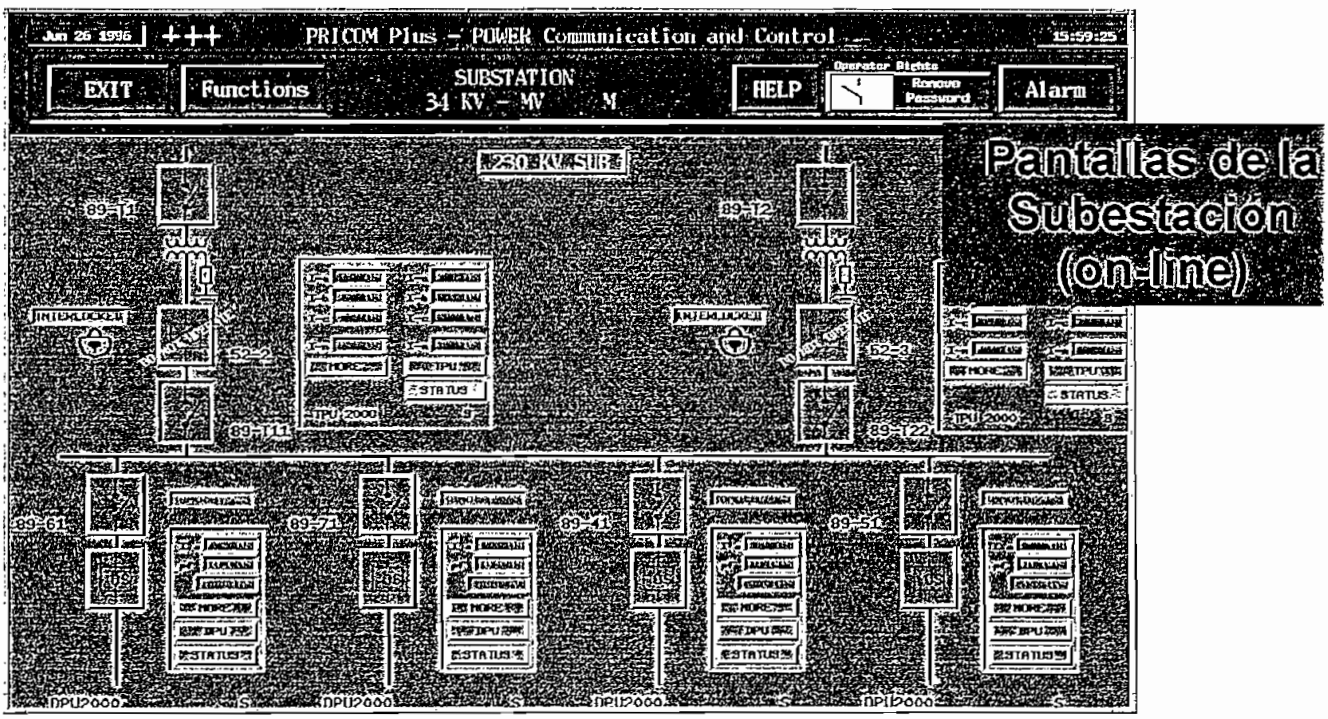


Figura 7. Pantalla ON-LINE de la subestación

- En cuanto a la pantalla de alarmas, esta debe tener pantallas tabulares y gráficas, además esta pantalla debe tener los recursos necesarios para obtener información detallada del estado de la alarma.

También debe tener la capacidad para anotar cualquier información del Sistema a una periodicidad especificada, además de llevar un registro manual disponible para documentar todas las actividades realizadas en la subestación.

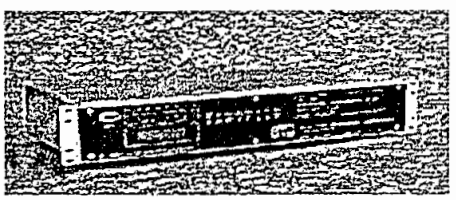
- En cuanto a las pantallas de medición, debe existir una funcionalidad de medidor de panel análogo integrado en el sistema. También dar la posibilidad de observar valores medidos en una variedad de formatos.

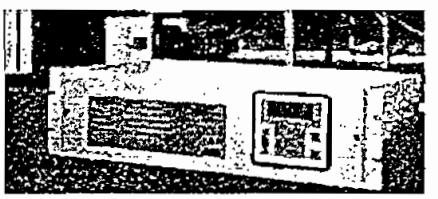
Debe tener soporte para aplicaciones basadas en PC de otros fabricantes, como por ejemplo: U.S. Data Factory Link, Real Flex, Intellusion, WonderWare

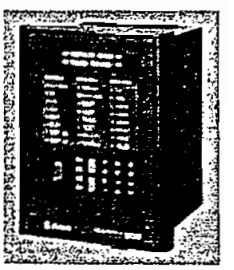
2.14.5 INTERFASES DE COMUNICACIÓN

2.14.5.1. Interfase a los IEDs de la Subestación

Las interfases de comunicación deben permitir adquirir datos, determinar el estado de operación de los IEDs, Soportar todos los protocolos de comunicación usados por los IEDs y soportar protocolos de comunicación que están desarrollándose.





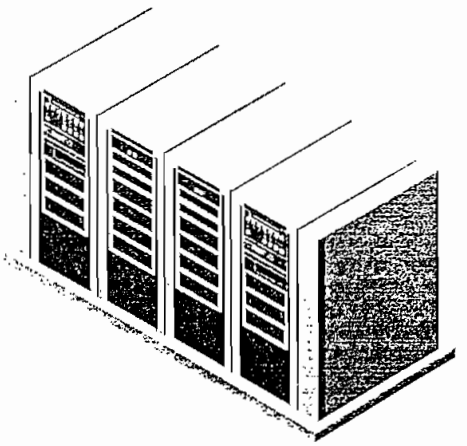


2.14.5.2 Interfase con Sistema de Manejo de Energía (EMS)

Debe contar con operadores del sistema capaces de monitorear y controlar cada subestación, y el EMS debe recibir datos desde el sistema de automatización de subestación con diferente periocidad.

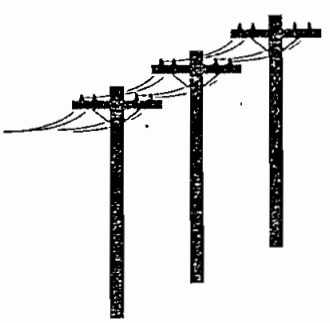
2.14.5.3 Interfase con el Sistema de Manejo de Distribución (DMS)

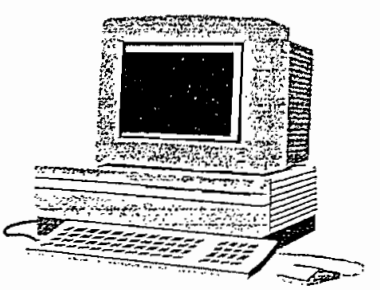
Debe contar con operadores del sistema capaces de monitorear y controlar cada subestación, y el EMS debe recibir datos desde el sistema de automatización de subestación con diferente periocidad.



2.14.5.4 Interfase con el Sistema de Control de Capacitor

El control del cambio del banco de capacitores localizados en los alimentadores proviene desde la subestación, para esto se debe contar con un sistema de monitoreo de VARs sobre las tres fases, para así decidir cual banco de capacitores cambiar, y también debe haber una notificación de cambio del banco de capacitores.





2.14.5.5 Capacidades de Interfase Dial-in Remotas

Se puede tener acceso pero solo autorizado vía Dial-in por teléfono, por esta vía se debe obtener datos y alarmas, también se puede ejecutar programas de diagnóstico y recuperar resultados de programas de diagnóstico.

2.14.5.6 Interfase para fuente estándar de tiempo

Debe incluir una unidad de referencia de tiempo (TRU) en cada subestación para señales de tiempo salientes al sistema de automatización, todos estos sincronizados vía satélite por medio de GPS.

También debe incluir un display alfa numérico para desplegar los tiempos, además del rastreo del estado de los receptores de tiempo vía satélite y otros parámetros de arreglo.

2.14.5.7 Base de datos Corporativa

Les permite a los usuarios que accedan a datos de la subestación mientras se mantiene un cortafuego en las funciones de operación y control de la subestación, se puede acceder a datos tanto operacionales como no operacionales como por ejemplo: Diseño de estudios, investigaciones paradas, distribución de carga.

Se debe determinar cuales son los usuarios de los datos, la naturaleza de aplicación de estos datos, el tipo de datos que se necesitan, cuan a menudo se necesitan los datos, y la frecuencia de actualización requerida para cada usuario.

El posible deposito de datos es el Sistema de Dirección de Información típicamente asociado con un EMS, más datos se pueden obtener tanto de sistema de tiempo real y los datos históricos, y empleando cortafuegos para prevenir el acceso externo más allá del sistema de dirección de información en el EMS.

Conexión de la utilidad de la Empresa		
Datos SCADA Data al MCC	Datos Históricos a la base de datos del sistema	Dial-In Remoto al IED
Aplicaciones de Automatización de Subestación		
Integración de IED Via Concentrador de Datos/Procesador Maestro de la Subestación		
Implementación de IEDs		
Equipo del Sistema de Potencia (Transformadores, Breakers)		

Tabla 2. Corporación de Almacenamiento de datos.

2.15. ENFOQUES DE INTEGRACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN [6]

2.15.1 ARQUITECTURA BÁSICA

- Cliente de subestación, Controlador Master, Organizador de la subestación (Host), además del hardware y software necesario.
- El hardware puede utilizar tecnologías abiertas como PCs, o ser un vendedor específico como el caso de una RTU o PLC.
- El software puede ser abierto con un uso basado en PC, o basado en diagramas lógicos de escalera (PLC), o de igual manera puede ser un software de un proveedor específico, por ejemplo para el caso de una RTU.
- Funciones para soportes de automatización e integración de IEDs.
- Contiene una base de datos local en tiempo real y/o histórica.
- La base de datos puede ser accedida vía interfase de usuario local, SCADA, o por usuarios remotos vía dial-up o por medio de conexiones WAN.
- La conversión de protocolos puede realizarse como una función del cliente de la subestación. O por separado con dispositivos de interfase de IEDS.
- Puede conectarse directamente con puntos I/O individuales, o contar con conexión a IEDs para puntos de I/O.
- Puede conectarse directamente con el SCADA, o contar con dispositivos separados para la conexión.
- Puede conectarse directamente con Interfase de usuario y WAN, o contar con dispositivos separados para la conexión.

2.15.2 TOPOLOGÍAS DEL SISTEMA

La topología del sistema nos indica el intercambio de datos de los IEDs o de las RTUs con el procesador principal o el controlador, a continuación se listan las topologías más usadas.

- Point-to-Point
- Master-Slave
- Token Ring
- Ethernet

2.15.3 TIPOS DE ACERCAMIENTO

2.15.3.1 Acercamiento del Proveedor Top-Down

Productos originalmente pensados para soluciones EMS, SCADA & Automatización de Distribución, y RTU o PLC diseñados para la estación de trabajo de la subestación.

2.15.3.2 Acercamiento del Proveedor Bottom-Up

Productos originalmente pensados para funciones de Integración & Automatización, y RTU o PLC diseñados para la estación de trabajo de la subestación.

2.15.3.3 Acercamiento EMS & SCADA

Arquitectura

Sistema de red con funcionalidad por nivel, y PC requerida para interfase de usuario (UI).

Fortaleza

Un buen desarrollo EMS-UI, con funcionalidad para estación master integrada, y gestión de redes de la empresa a través del sistema EMS & SCADA.

Debilidades

Carencia de una total funcionalidad RTU & PLC, y el requerimiento de dispositivos separados para la integración con IEDs.

2.15.3.4 Acercamiento SCADA & RTU

Arquitectura

Funcionalidad del nivel de subestación

Una o varias CPUs dentro de la RTU registran las entradas y salidas individuales.

Tarjeta de CPU o puerto, requerido para la conexión con cada protocolo de IED.

Base de datos en la RTU.

Puerto en la RTU para conectarse al SCADA.

Programas de aplicación deben poder programarse y cargarse dentro de la CPU, algunas RTU soportan lógica de escalera (Ladder), o lenguaje C compilado.

La UI está normalmente sobre una PC conectada a la RTU, que ejecuta un paquete de UI abierto como datos US (ECS) o como datos In Touch. Típicamente los controladores en el PC permiten a la UI recuperar los datos de la RTU, y el PC puede ser adquirido con el proveedor de la UI o el proveedor de la RTU.

La conexión WAN típicamente usa base de datos en el PC & UI en lugar de tener la base de datos en el RTU.

El acceso remoto se lo realiza vía PC & UI.

Fortalezas

Si una RTU ya existe en la subestación, esta es usualmente un acercamiento de menor costo para la conexión con los IEDs, y para añadirlos a la UI, por lo que la empresa que cuenta con una RTU, se siente satisfecha de que la RTU está siendo utilizada.

No se requiere cambios para la existencia de interfase SCADA.

La RTU puede procesar datos internos de I/O mucho más rápido que la mayoría de otos acercamientos y puede procesar datos de IEDs en proporciones comparables a otros acercamientos.

Algunos IED pueden soportar protocolos de RTUs por lo que no hace falta la conversión de protocolo en la RTU.

Debilidades

Esta solución puede ser muy costosa en el caso de que la RTU no exista en la subestación y más aún si se requieren conectar una gran cantidad de IEDS.

EL uso de Hardware de un vendedor específico puede hacer dificultosa una ampliación en tiempos posteriores. Y se puede tornar dificultosa la implementación de nuevas aplicaciones. La lógica Ladder no siempre es verdadera y completa, y el uso de lenguaje C puede causar que la RTU ejecute programas incorrectamente.

Típicamente las RTUs no adquieren o recuperan ciertos datos como datos de demanda y registros de fallas.

Puede haber limitaciones en cuanto al número de IEDs que van ha ser conectados a la RTU, es decir limitaciones por el número de tarjetas de la CPU o por los puertos.

Requiere interfases de comunicación separadas para IEDs si el acceso remoto a la configuración y al seteo de los IEDs es requerida.

2.15.3.5 Acercamiento de PLC

Arquitectura

Las CPUs en los PLCs registran individualmente las entradas y salidas (I/O).
Una CPU es requerida para la interfase con cada protocolo de IED.
Una interfase separada es requerida para el SCADA.
Un puerto en el CPU del PLC puede ser conectado a una PC para una interfase UI.
Los PLCs pueden ser distribuidos por la interfase para tener puntos individuales de I/O, esto con la finalidad de reducir el cableado.
Si hay IEDs que se comunican con protocolos similares al de un PLC, estos protocolos pueden residir en el bus del PLC y pueden ser recolectados por el PLC, obviamente IEDs que tienen protocolos de comunicación diferentes necesitan convertidores de protocolo.

Programas de aplicación deben poder programarse y cargarse dentro de la CPU del PLC, algunos PLC soportan lógica de escalera (Ladder), o lenguaje C compilado.

El acceso remoto se lo realiza vía PC & UI.

La UI está normalmente sobre una PC conectada al PLC, que ejecuta un paquete UI abierto como datos US (ECS) o como datos In Touch. Típicamente los controladores en el PC permiten a la UI recuperar los datos del PLC, y el PC puede ser adquirido con el proveedor de la UI o el proveedor del PLC.

La conexión WAN típicamente usa base de datos en el PLC vía una tarjeta WAN (UCA 2.0 o Modbus sobre TCP/IP).

Fortalezas

Si un PLC ya existe en la subestación, este es usualmente un acercamiento de menor costo para la conexión con los IEDs y para añadirlos a la UI, por lo que la empresa que cuenta con PLC, se siente satisfecha debido a que el PLC está siendo utilizado.

Permite al usuario crear funciones de automatización muy eficientes.

Esta tecnología es un estándar en la industria de automatización de fábricas.

Los PLCs hoy en día tienen características de energización muy convenientes es decir son muy robustos, así se los puede energizar directamente desde el banco de baterías de la subestación.

Los PLCs pueden procesar datos internos de I/O mucho más rápido que la mayoría de otos acercamientos y puede procesar datos de IEDs en proporciones comparables a otros acercamientos.

Los paquetes UI tienen desarrolladas interfases para PLCs, para la industria de automatización de fábricas y otras aplicaciones.

Los PLCs ofrecen pequeños tableros de despliegue que pueden ser utilizados como UIs.

El hardware de PLCs esta disponible con varios vendedores, usualmente vendedores locales.

La especialización del PLC y la lógica de automatización pueden ser proporcionadas por varios integradores del sistema.

Los vendedores de PLCs típicamente dan soporte las 24 horas

Algunos proveedores de IEDs están apoyando los principales protocolos de PLCs.

Algunos PLCs pueden soportar directamente algunas aplicaciones WAN y WEB.

Algunos PLCs se encuentran dentro de los mismos requerimientos de rangos de temperatura (-40 a 70 grados centígrados), y requerimientos de sobretensión como relés de protección.

Debilidades

EL uso de Hardware de un vendedor específico puede hacer dificultosa una ampliación en tiempos posteriores (Pero es más fácil que con una RTU).

Al momento de agregar más PLCs al sistema, se puede requerir actualizar la CPU del PLC.

Esta solución puede ser muy costosa en el caso de que los PLCs no existan en la subestación y más aún si se requieren conectar una gran cantidad de IEDS.

Típicamente los PLCs no adquieren o recuperan ciertos datos, como datos de demanda y registros de fallas.

Puede haber limitaciones en cuanto al número de IEDs que van ha ser conectados a un PLC, es decir limitaciones por el número de tarjetas de la CPU o por los puertos.

Requiere interfases de comunicación separados para IEDs si el acceso remoto a la configuración y al seteo de los IEDs es requerido.

2.15.3.6 Acercamiento de PC

Arquitectura

Un PC comercial usa puertos de comunicación para la comunicación con los IEDs.

La base de datos esta en el PC.

Cuenta con una tarjeta de comunicaciones para la interfase con el SCADA.

Los interfases UI & WAN corren típicamente sobre la PC.

El acceso remoto al sistema se lo hace vía PC y UI.

Programas de aplicación deben poder programarse y cargarse dentro de la CPU de la PC, programas estándar para PC como Visual Basic, C y MS Access, pueden ser usados para manipular lo datos.

La UI está normalmente sobre una PC que ejecuta un paquete UI abierto como datos US (ECS) o como datos In Touch. Típicamente los controladores en el PC permiten a la UI recuperar los datos del PC, y el PC puede ser adquirido con el proveedor de la UI.

La interfase WAN típicamente usa base de datos en el PC vía tarjeta WAN.

Fortalezas

Es una plataforma de hardware muy abierta. El PC puede comprarse y repararse localmente y puede ser fácilmente actualizable.

Integradores de otros proveedores pueden proporcionar los controladores de IEDs y las aplicaciones de automatización.

Permite al usuario determinar la manera más rentable de dar soporte a las entradas y salidas (I/O) individuales.

La UI, WAN y la conexión del acceso remoto son todas las partes del PC.

Las interfases de los IEDs no requieren hardware extra, desde que este esta en el PC.

EL uso de software actualizado de otros proveedores puede ser instalado por el usuario.

En el sistema se puede manejar normalmente la transmisión de datos históricos desde los IED y guardarlos en el disco duro del PC.

EL PC ayuda el acceso remoto a IED para cambiar la configuración y el seteo.

La mayoría de usuarios están familiarizados con el hardware y el uso de la PC, o un entrenamiento del personal para su manejo es mínimo.

La configuración de la PC es normalmente la más amigable con el usuario.

Debilidades

Una PC puede ser más susceptible a daños por sobretensiones.

La PC es más propensa a que los usuarios están jugando con el sistema, por lo que el usuario hace pensar que actualizaciones innecesarias son requeridas por el sistema (más RAM, discos duros más grandes, etc.)

Un vendedor específico de software no pude corren sus programas sobre el PC, por ejemplo programas en DOS.

Un inversor es usualmente requerido para la energía del PC, desde el banco de baterías de la subestación.

EL PC no puede ser tan fiable como otros tipos de acercamientos, por ejemplo, fallas en el disco duro.

El PC no puede manejar amplios requerimientos de rangos de temperatura.

2.15.3.7 Acercamiento Orientado al Producto del Vendedor

Arquitectura

Un sistema Autosuficiente (stand-Alone) es típicamente diseñado para integrar unas línea de productos de un solo vendedor usando un protocolo específico para el producto del vendedor (Pero puede soportar otros protocolos de IEDs).

Un sistema autosuficiente pude ser un PC con software de un vendedor específico o el procesador y el software de un vendedor específico.

- Puertos de comunicaciones múltiples y controladores de software en un sistema autosuficiente.

Un puerto de comunicación dedicado para el SCADA.

La interfase WAN es normalmente soportada por estos sistemas.

El sistema tendrá al la opción de proporcionar una cantidad limitada de puntos e I/O individuales.

La base de datos y la función UI esta en el procesador del vendedor específico o en una PC conectada al procesador.

Fortalezas

Bien preparado para instalaciones de proveedores únicos

EL proveedor normalmente soporta algunos protocolos de IEDs y SCADA.

EL sistema esta diseñado para el ambiente de la subestación con el banco de baterías de la subestación como fuente de energía.

Normalmente soporta funciones como sincronización de tiempo y acceso remoto a IEDs y también permite el almacenamiento de datos históricos.

Debilidades

Presenta mayores dificultades de configuración que otros acercamientos.

El hardware es normalmente de un vendedor específico. La base de datos y los paquetes de UI son algunas veces de un vendedor específico y no son muy flexibles para el mantenimiento y actualización, y normalmente es dificultosa la integración con productos de otros vendedores.

2.15.4 CONSIDERACIONES DE LA ARQUITECTURA DEL SISTEMA

La mayoría de las soluciones están basadas en un acercamiento "top-down", el cual tiende a ser propietario, lo que es una obligación para el desarrollo de la solución desde un producto existente.

La tendencia actual está apuntando más bien a soluciones del tipo "bottom-up" que provee una fuerte fusión para la interfase de los IEDs, el desempeño de las comunicaciones y una arquitectura distribuida.

La mayoría de los acercamientos requiere PCs o PLCs y RTUs de nueva generación, para proveer una base de daros y la funcionalidad UI.

La integración de IEDs es todavía un problema mayor, por lo que la adopción de arquitecturas de comunicación UCA 2.0 por parte de los vendedores esta ganando velocidad.

RTUs inteligentes, procesadores de PC y PLCs son las plataformas de hardware más comunes.

Productos de base de datos y UI, se basan normalmente en productos de terceros, algunas veces usando un vendedor específico.

EL acercamiento con un solo vendedor, si bien requiere menos esfuerzo para la integración, tiende a ser propietario, y esto involucra costos del ciclo de vida más altos.

La aplicación de uno u otro sistema depende del tipo y tamaño de la subestación además de la integración y funcionalidad de automatización requeridos.

En la actualidad todavía no existe la verdadera tecnología y arquitectura que se la pueda llamar "abierta", "estándar para la industria" con el cual hacer especificaciones.

Hay una necesidad creciente por la integración y la automatización en el ambiente cambiante de las utilidades de las empresas, un mayor número de soluciones de los proveedores están poniéndose disponibles, lo que esta proveyendo de nuevos sistemas a la industria de la Utilidad Eléctrica.

2.15.4.1 Necesidad de soluciones

En general se puede decir que cualquier tipo de solución que sea escogida debe producir lo siguiente:

- Tecnología bien demostrada
- Mínimo esfuerzo para la integración inicial
- Soporte para productos de múltiples vendedores
- Mínimo costo del ciclo de vida, con un camino económico para la migración, y actualizaciones diseñadas para el ambiente de la subestación.
- Requerimientos del desempeño de las comunicaciones satisfactorio.

2.16 DESCRIPCION DEL SISTEMA POWER RICH [17]

Es un sistema de monitoreo de energía que reside en un servidor que opera bajo el sistema Windows NT. El Sistema Power Rich es capaz de manejar varios protocolos simultáneamente y viene con más de 150 protocolos incluidos. Entre ellos se pueden encontrar los más conocidos como:

- DNP 3.0
- ModBus
- Modbus Plus
- Sistemas cerrados y de propiedad de otro fabricante, como lo es el Telegyr, están disponibles solamente como un programa de desarrollo y no esta incluido como parte del sistema básico.

El software Power Rich permite la configuración de la base local de datos, el diagnóstico del sistema operativo, la programación de todos sus parámetros, la programación de controladores lógicos y decisiones de operación propias del mismo sistema.

Se pueden editar diagramas unifilares de la subestación e importar gráficos en CAD o archivos bitmaps.

- Usa primariamente bases de datos en EXCEL y por lo mismo puede manejar, almacenar y presentar datos históricos en dBASE, SQL, ACCESS, etc. El formato de la base de datos es hecha en DBF.
- Tiene un sistema de procesamiento de alarmas a varios niveles.
- Genera reportes en formato WYSIWYG, .DOC, .DBF, .TXT, RTF, CSV, y estos pueden ser activados por la ocurrencia de un evento o por el alcance de una fecha o hacerlo en forma periódica.

2.16.1 DESCRIPCIÓN MÁS DETALLADA DEL POWER RICH

El software del sistema tiene opciones para editar diagramas unifilares, editor de pantalla completa (full-screen) para facilitar la programación y modificar el sistema.

La pantalla muestra todas las mediciones y los parámetros de alarma que están disponibles desde los dispositivos remotos individuales incluyendo, pero no limitado a, todos los valores de medición, estatus de carga, estatus de alarma, datos de energía, posición de los dispositivos y/o el estatus de estos, siempre y cuando no se exceda el número de variables de la licencia obtenida.

El sistema es capaz de realizar el disparo, el cierre, arranque, parada, apertura y cierre de los dispositivos remotos desde el servidor o desde algún nodo de la red si existiera.

El sistema es expandible a través de una arquitectura diseñada para proporcionar un sistema de control distribuido que permita hasta (255) Servidores.

- Servidor de (entradas/salidas) I/O (I/O server) para establecer la comunicación con los I/O de campo.
- Servidor de Alarmas, (Alarm server) para el monitoreo y procesamiento de las alarmas a través del sistema;
- Servidor de Reportes, (Report server) para la elaboración y procesamiento de los reportes;
- Servidor de tendencias, (Trend server) para permitir la acumulación y procesamiento de la información histórica para estadísticas de orientación de operación y mantenimiento.

- Servidor de Tiempo, (Time server) para permitir la sincronización del sistema de tiempo.

La computadora y el software son capaces de correr otros paquetes compatibles con Microsoft Windows, tales como el procesador de texto Word, spreadsheet, database, mientras que constantemente monitorea la red. Esto incluye el enlace DDE a las aplicaciones y permite utilizar todas las funciones de otro proveedor de biblioteca de archivos de conexión dinámica DLL (Dynamic Link Library), tales como el Mathlab o el software de análisis de armónicos.
Las alarmas son mostradas gráficamente en la pantalla del servidor, y/o de un nodo, con una señal audible que permita distinguir el problema mientras la computadora esté siendo utilizada en otro programa del software.

2.16.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS PANTALLAS GRAFICAS Y MENÚS DEL SOFTWARE

El diagrama unifilar para una subestación no estará recargado con muchos parámetros de los circuitos, la información complementaria se muestra en avisos que aparecen (pop-up) superpuestos, por ejemplo, las corrientes de fase siempre estarán en la esquina superior izquierda de la ventana, mientras que el factor de potencia y frecuencia estarán en la parte superior derecha del área de la ventana. Además hay un botón de manejo de los avisos que aparecen (pop-up); los avisos (pop-up Windows) pueden ser movidos y múltiples ventanas pueden ser acomodadas en la misma pantalla, permitiendo que el usuario tenga una mejor visualización. La información de todos los dispositivos de campo conserva el mismo "aspecto y el mismo ambiente" de dispositivo a dispositivo.

El sistema puede proveer, dependiendo del número de puntos utilizados, un grupo (set) predefinido de parámetros (plots) de tiempo real para uso inmediato del usuario mostrando esos parámetros. Por ejemplo, las cuatro corrientes son predefinidas como un grupo de parámetros a aparecer (plot pop-up) en tiempo real con el simple toque del usuario.

Todas las pantallas con diagramas unifilares muestran todo el tiempo la corriente y el estatus de los equipos y con ventanas aparecen, (pop-up windows) los

parámetros menos importantes, como la energía y las tendencias (trends). Todas las ventanas que aparecen (pop-up) tendrán la identificación del aparato, el estatus, la hora y la fecha. Cuando se presente una alarma esta se mostrará en cualquier pantalla (en el encabezamiento de cada pantalla) y un atajo directo a la pantalla de alarma esta disponible para el reconocimiento de la alarma. Los parámetros del dispositivo de alarma estarán disponibles para el operador haciendo un doble click.

Las pantallas con diagramas unifilares y de alarmas indicarán el estatus del dispositivo ABIERTO, CERRADO, DISPARO, y DE LAS COMUNICACIONES. También, el interruptor tendrá una "O" y una "C" indicando la apertura (Open) y el cierre (Close) esto para aplicaciones que no dispongan de colores tales como el fax, impresoras o algunos monitores. La pantalla de alarmas muestra la razón de la alarma, el tipo de alarma, quien la reconoció o si no ha sido reconocida. Información adiciònal puede ser agregada o borrada desde la página de reporte de alarmas por el usuario o por el integrador del sistema.

2.16.3 PROVISIONES DEL SOFTWARE

- Elementos de registro (loggin) y reporte para mostrar cualquier cambio de estado de los aparatos de campo, la entrada o salida de los usuarios del programa, así como el intento de ingreso de alguien no autorizado.
- Registros de tiempo/evento: El tiempo y la razón de cada evento pueden ser anotados en una bitácora en el servidor principal y visualizado en la pantalla o reportados en la impresora. El tiempo de registro de la ocurrencia de eventos se hará en segundos (a menos que se disponga de una señal de tiempo sincronizada de un GPS con milisegundos). Los registros serán, pero no se limitarán a, la operación de dispositivos, alarmas, disparos, no respuesta (alarma de comunicaciones o fuera de tiempo).

2.16.4 HERRAMIENTAS DEL SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE TENDENCIA DE VALORES (DATA TRENDING)

- Toda la información monitoreada por cada uno de los dispositivos remotos así como todos los parámetros medidos y valores discretos se puede comparar contra cualquier otro parámetro y valor discreto medido del sistema.
- El tiempo de tendencias internas y la cantidad de información a ser proyectada, debe ser seleccionada por el usuario por cada dispositivo. La selección de intervalo de tiempo debe ser hecha por el usuario en bloques de tiempo discretos. Estas tendencias son ilimitadas (rubber banded trends) que proveen ilimitadas entradas y salidas de detalle (zoom-in y zoom out) con intervalos de tiempo automáticos ajustables en microsegundos.
- Gráficas reales XY – no solamente impresiones de la pantalla.
- Los trazos (plumas) que siguen las tendencias de los gráficos de los parámetros (hasta 8 por pantalla) son dinámicamente asignados para cualquier parámetro del sistema.
- La tarea de predefinir las tendencias o la información en tiempo-real, debe ser activada por un botón para el graficado instantáneo de los parámetros predefinidos.
- La ventana que muestra las tendencias permite la fácil captura de los datos de las tendencias siendo capaces de copiar los datos al clipboard de Windows y entrar estos datos dentro de otra aplicación del Windows, tales como el Excel o el Word, dando una información estadística de todos los trazos de las gráficas de las tendencias, y grabar estos datos en un archivo (file) o transferirlo a otra computadora o aplicación del software.
- Las tendencias de eventos deberán ser almacenados en discos aparte y recuperados cuando se requieran, para que los discos de memoria no se llenen.

2.16.5 ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN Y RECUPERACIÓN DE EVENTOS

- Los datos podrán clasificarse (sort) en cualquier momento para ser usados en los reportes que analicen el comportamiento del dispositivo, las alarmas del

sistema, la demanda pico, el consumo de energía (kWh) o cualquier otro consumo del sistema global.

- Los datos están disponibles para ser enviados a la pantalla, impresora, archivarlos en discos o en la base de datos en formatos dBase o SQL.
- Los reportes de datos serán originados ya sea por activación de un evento, por una hora preestablecida o periódicamente.
- Incluye un generador de reportes que provee el formato WYSIWYG para los reportes definidos por el usuario.
- El generador de reportes tiene la capacidad de incluir gráficos en los impresos.
- Acumuladores incorporados, para el monitorear el número de horas de operación por el número de arranques, el número de operaciones de los interruptores por mes o por año, etc.

2.16.6 SEGURIDAD, CONTRASEÑA (PASSWORD) DE PROTECCIÓN

Las siguientes características de protección de la contraseña (password) de seguridad que se incluyen son:

- Provee ocho niveles de protección matriz.
- Tiene una matriz que relaciona áreas del programa contra el nivel de autorización del usuario.
- Un registro de operación se establece para todas las acciones hechas por usuarios autorizados y cualquier intento no autorizado, en cualquier parte del sistema.
- La seguridad del sistema es proporcionada por el (OS) Operador del Sistema, hasta el nivel de manejo de archivos y la administración de la creación y cambios de contraseñas (passwords).
- El servicio de acceso remoto debe ser asegurado por el OS vía un acceso apropiado de entrada (loggin).
- El administrador de sistema definirá en que tiempo de inactividad se dará de baja un usuario. (Automatic user log-out).

Existen diagnósticos internos para suministrar información del mal funcionamiento de un dispositivo o del sistema, tales como dispositivos que no se

están comunicando, falla de impresora, falta de espacio en el disco, y de eventos similares.

2.16.7 REDUNDANCIA

El sistema puede ser configurado en redundancia vía conexión Ethernet. Si el servidor primario falla, automáticamente debe ser tomado por el nodo de asistencia o sistema secundario, enviando una alarma, y retornar cuando el servidor primario vuelve a su normalidad. Esto no crearía interrupción de las funciones dentro del sistema durante la transferencia.

Es capaz de realizar interfases a unidades de programadores lógicos (PLC's) y otros sistemas vía Ethernet, serial, SQL, DDE y otros protocolos.

El Software permite al usuario ajustar cualquier número de niveles de alarmas, para todos los parámetros monitoreados. Esto da niveles de alarma para el usuario, tales como advertencias (alarmas de nivel bajo), alarmas de nivel medio, y alarmas especiales para llamar la atención. Estas alarmas deben ser independientes de las alarmas de los dispositivos de protección.

2.16.8 CAPACIDAD DE DIBUJOS Y GRÁFICOS

El software tiene la capacidad para crear dibujos y gráficos programados, orientados a los equipos del cliente -OOP (Object Oriented Programmed), para casos, tales como diagramas unifilares del sistema, diagramas de flujo del sistema, dibujos de vista frontal del equipo o cualquier representación gráfica deseada por el usuario. Los dibujos permiten la inserción de contactos variables seleccionados por el cliente, proporcionando información disponible en tiempo real desde los dispositivos remotos.

El paquete gráfico tiene las siguientes características:

- Se proporcionará la animación o indicación (cambio de forma, color, orientación o configuración) de cualquier objeto o línea en la pantalla basada en un cambio de datos de entrada monitoreados y/o cálculo realizado vía software. Por ejemplo, el cambio de color del gráfico del interruptor debido a la apertura, cierre, prueba, extracción, disparo por falla, o por valores monitoreados del interruptor, contactor de arranque del motor o del switch.

- Capacidad para realizar operaciones matemáticas y funciones lógicas de los datos de entrada monitoreados. Estos y muchos otros tipos de funciones definidas por el usuario deben realizarse usando el CiCode incorporado, el cual es un lenguaje multi-threaded completamente preferente, el código generado debe ser de múltiples tareas (multi-tasking), debe tener más de 500 funciones estándares y proporcionar nuevas funciones definidas para el nuevo usuario, proporcionar manipulación en serie (string manipulation), y poder realizar las ejecuciones denominadas "If-then-else"(Si-entonces-algo mas), "For-Do"(Para-Hacer), "While-Do"(Mientras-Hacer), y "Conditional Executions" (Ejecuciones Condicionales).
- Muestra cuando se encuentra en modo de tendencias en tiempo real, representación gráfica de los datos calculados o monitoreados. Esto incluye cuadros de líneas (line charts), gráfico de barras con animación.
- Biblioteca de objetos para la modificación de las pantallas gráficas por parte del cliente.
- Se proporcionan pantallas desarrolladas basándose en los requerimientos del Cliente para: hacer los diagramas unifilares, el plano de distribución de equipos del cliente, ubicación de equipos de seguridad, de contra-incendio, de transmisión y distribución de potencia, como parte del paquete gráfico. El Comprador será capaz de seleccionar colores, esquema de numeración, y disposición general de las pantallas. Se proporciona una pantalla general maestra (master), en la que se listan todas las subpantallas por designación de contrato y desde la cual cualquier subpantalla pueda ser seleccionada haciendo un click con el mouse.
- Cuando un dispositivo genera una alarma esta es dirigida automáticamente al diagrama unifilar en condición de alarma e identificación gráfica del dispositivo que causa la falla o la alarma.
- El software brinda soporte para el Intercambio Dinámico de Datos - DDE (Dynamic Data Exchange), haciendo posible compartir los datos con cualquier otro software compatible con DDE.
- El software brinda soporte a las Librerías de Enlace Dinámico (DLL), para la operación de programas externos al Power Rich.

2.17 DESCRIPCIÓN DEL MICROSCADA (SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO) [3]

2.17.1 CONCEPTO

La necesidad de mejor información y de control total de las redes eléctricas está aumentando. Para satisfacer estás necesidades, la tecnología Microscada proporciona respuestas que se traducen en mayor eficiencia, fiabilidad y efectividad del costo.

2.17.2 PRODUCTOS SISTEMAS Y SERVICIOS

- Sistemas de Control de Redes.
- Sistemas de Automatización de Subestaciones.
- Sistemas de Monitorización de Subestaciones.
- Sistemas de Automatización de Posiciones.
- Sistemas de Gestión de Distribución.
- Lectura de Medidores SCADA.
- Sistemas para mercados liberalizados.
- Sistemas de Gestión de Demanda.
- Sistemas de Comunicación.

2.17.3 APLICACIONES

Microscada es un sistema para aplicaciones de control local y remoto apropiado para aplicaciones de procesos eléctricos y no eléctricos. A parte de para procesos Microscada también es válido para otras áreas de aplicación como calefacción conjunta, purificación y distribución de agua, distribución de petróleo y gas, y tratamiento de aguas residuales.

2.17.4 MONITORIZACIÓN Y CONTROL

Microscada combina una técnica de operación consistente y amigable con la capacidad para procesar una información extensa, calculo avanzado, informes y funciones de variación automática. El operador supervisa el proceso de forma interactiva mediante pantallas gráficas con figuras esquemáticas que ilustran el estado real del proceso y guían al operador para tomar las decisiones correctas.

Microscada utiliza estándares de sistemas abiertos para proporcionar a los usuarios la máxima flexibilidad del sistema. La plataforma abierta permite un crecimiento continuo y un incremento de la funcionalidad a lo largo de la vida del sistema. La tecnología Microscada es parte del concepto PANORAMA de ABB; con ello se garantiza una integración consistente con el resto de componentes de ABB.

2.17.5 SISTEMAS AMPLIABLES

- Fácil de adaptar según el tamaño del proceso y su complejidad.
- Extensión rápida de la aplicación utilizando funciones estándar de librerías.
- Desde sistemas con un único ordenador a sistemas con ordenadores distribuidos.
- Configuración del sistema fácil de expandir utilizando bloques de hardware y software bien definido y documentado.
- Sistemas redundantes y jerárquicos.
- Completa capacidad de reutilización entre distintas aplicaciones, por ejemplo, automatización de una subestación y sistemas de control de red.
- Soporte multiaplicación.

2.17.6 APERTURA DEL SISTEMA Y ACTUALIZACIÓN

- La tecnología Microscada soporta conexiones abiertas a software de terceros y a bases de datos a través de los interfaces DDE y SQL/ODBC.
- Protocolos abiertos.
- Los archivos de aplicación son independientes del sistema operativo y del hardware utilizado. Los archivos se extienden automáticamente para incluir nuevas utilidades con la actualización del software base del sistema.

2.17.7 SISTEMAS DE APLICACIÓN MICROSCADA.

2.17.7.1 Sistemas de control de la red

Microscada es una solución probada para sistemas de control de red utilizados en cientos de aplicaciones en todo el mundo. EL área principal de aplicación es el control remoto de redes de potencia, subestaciones y subestaciones secundarias.

Además también se utiliza en aplicaciones para calefacción conjunta, distribución de agua, petróleo y gas, tratamiento de aguas residuales y otros procesos de distribución de tipo similar.

2.17.7.2 Sistema de automatización de subestación

La automatización de las subestaciones hace que le tratamiento de la red sea más eficiente y mejora su funcionamiento. Esto se aplica a ambas funciones de protección y control en el equipo primario, y entre sistemas de proceso y de un nivel de información superior.

Hay soluciones de automatización de subestaciones que utilizan tecnología Microscada desde únicamente sistemas de control a sistemas de automatización de integración completa, extensa y de alto rendimiento. Las soluciones Microscada se utilizan en aplicaciones para automatización de subestaciones de distribución y transmisión, subestaciones de transmisión de energía en la industria y en aplicaciones de plantas generadoras. Cientos de sistemas de automatización de subestaciones basados en la tecnología Microscada están funcionando ya en todo el mundo.

El puesto de operador esta provisto de funciones como el control y supervisión del equipo primario, coloreado topológico, etiquetado de objetos, informes de alarmas y de eventos, informes y representación de medidas, representación y ajuste de los parámetros de protección, protecciones adaptatívas mediante el cambio de los ajustes de los parámetros, evaluación de perturbaciones y localización de fallas. Otras funciones disponibles son: enclavamientos de elementos del mismo grupo o de diferente grupo o posición, secuencias automáticas de conexión y desconexión, almacenaje de informes de perturbaciones, almacenaje de medidas y sincronización.

2.17.7.3 Sistemas de monitorización de Subestaciones

La funcionalidad de un sistema de monitorización de subestaciones basado en Microscada incluye, por ejemplo, la monitorización general de la subestación y la configuración y ajuste de los relés de protección. La evaluación y registro de la información referente a perturbaciones al igual que el manejo de eventos y

alarmas, y sincronización son funciones que también se pueden realizar con el sistema Microscada.

Las aplicaciones de sistemas de monitorización de subestaciones se utilizan como un nivel de entrada a la automatización de subestaciones representado una alternativa de bajo coste para la comunicación y uso de terminales de posición ABB. El sistema SMS (subsatation monitoring system) también se utiliza en paralelo con sistemas de control de red existentes para utilizar al completo todas las funciones de los terminales de posición ABB.

Un sistema SMS construido con la tecnología Microscada es completamente consistente con otras aplicaciones y por ello muy fácil de actualizar y ampliar a un sistema de automatización de subestación o integrarlos con sistemas o componentes ABB.

2.17.7.4 Sistemas de automatización de posiciones

La automatización de Posiciones de subestaciones secundarias en redes de media tensión es un área muy significativa y la de más rápido crecimiento en automatización de distribución. La Automatización de Posiciones basada en Microscada proporciona métodos u herramientas graduales, desde el control remoto básico hasta la versátil simulación de operación. Los sistemas de Automatización de Posición combinados con otros equipos aéreos y subterráneos, primarios y secundarios de ABB ofrecen la automatización completa y eficiente de subestaciones secundarias.

La Automatización de Posiciones basada en Microscada cubre, por ejemplo, las siguientes funciones:

- Monitorización y control remoto de subestaciones secundarias.
- Configuración y ajuste de unidades de control y monitorización.
- Recolección y evaluación de información de monitorización.
- Tratamiento de indicaciones de falla.
- Topología de la red.
- Coloreado topológico.
- Simulación de la operación.

- Sincronización de tiempo.

Las funciones de Automatización de Posición, combinadas con otras funciones de control de redes, dan respuesta a la creciente demanda de suministro de energía de alta calidad en el mercado eléctrico.

2.17.7.5 Sistemas de gestión de Distribución

Los consumidores presionan continuamente a los suministradores de energía para poder obtener una energía eléctrica de alta calidad y sin interrupciones. De cualquier modo, nunca se pueden eliminar todos los riesgos, y de vez en cuando el suministro de energía se verá afectado por distintos tipos de perturbaciones. Cuando tiene lugar una falla en la red de distribución, la empresa eléctrica debe ser capaz de hacerse cargo de la falla inmediatamente. La gestión de la distribución eléctrica proporciona métodos y herramientas para detectar, localizar, aislar y eliminar rápidamente y de manera exacta las fallas y perturbaciones, y gestionar eficientemente las circunstancias cambiantes del proceso en las redes de distribución.

Las funciones básicas de gestión de distribución (DMS) son coloreado topológico, localización de fallas y simulación de la operación. La función de coloreado topológico presenta el proceso de distribución como una figura topológica de la red. Por ejemplo, el impacto del disparo de un interruptor, se comprueba inmediatamente como un área coloreada en blanco.

Opera, otro miembro de la familia de productos Microscada, proporciona funciones adicionales de gestión de distribución, por ejemplo planificación y optimización de la información de la red, gestión de la interrupción del servicio, cálculo de flujo de cargas, o gestión de minimización de pérdidas. Opera utiliza datos en tiempo real y medidas de los sistemas de control basados en Microscada.

2.17.7.6 Lectura de medidas

Las medidas de energía existentes en los diferentes niveles de los procesos eléctricos son esenciales tanto desde el punto de vista de negocio como de proceso. A parte del interfaz de contador de pulsos tradicional y manejo del

controlador, la tecnología Microscada ofrece también comunicación directa con los contadores Alpha. La comunicación directa con los contadores responde a las necesidades de balance técnico y supervisión del pico de demanda y también es su forma al día, fiable y económica de agrupar los datos del perfil de carga, siendo la base para el negocio de energía y facturación. La demanda creciente de medidas de distintos puntos dispersos de cargas industriales y residenciales se puede solucionar con tecnología Microscada que proporciona comunicación con los contadores Alpha también por vía telefónica tradicional. Se Prevé poder utilizar en un futuro otos medios de comunicación.

2.17.7.7 Sistemas para mercados liberalizados

Adicionalmente ABB ha desarrollado sistemas modulares proporcionando a las empresas eléctricas, operadores de redes, productores y comercializadores las herramientas necesarias para operar con éxito tanto técnicamente como comercialmente en los mercados liberalizados. Estos sistemas pueden proporcionar la gestión técnica de los datos de energía, contratos, estimaciones de balance energético y acuerdos energéticos para completar los Sistemas de Gestión de Negocio y los Sistemas de información.

2.17.7.8 Sistema para gestión de demanda

La Gestión de la Demanda es la herramienta para conseguir un perfil óptimo de demanda que satisfaga el suministro de energía (producción y/o compra) y para conseguir el uso óptimo de la red de distribución existente teniendo en consideración tanto los aspectos técnicos como comerciales del proceso de distribución. El sistema se usa directamente para controlar grupos de carga o cargas individuales en la red de distribución, controlando las cargas e implícitamente modificando el comportamiento humano mediante cambios de tarifas. El sistema proporciona varios servicios también para clientes individuales. La tecnología Microscada basada en la estación central del Sistema de Gestión de Demanda es una parte esencial del concepto de gestión de demanda de ABB para inteligencia distribuida.

2.17.7.9 Sistemas de Comunicación

La comunicación es una de las habilidades principales en un sistema Microscada. Se maneja principalmente por el software incluido en los paquetes de software COM-500 basados en Microscada.

Los sistemas de comunicación Microscada son flexibles y comprenden un gran número de protocolos de comunicación diferentes, como el IEC 807-5-101, RP570/571, LON, SPA, etc. Continuamente se está desarrollando soporte para nuevos protocolos.

Microscada también admite varios medios de comunicación como: fibra óptica, líneas telefónicas y líneas serie directas (PLC y DLC). También está disponible un interfaz abierto denominado CPI (Communication Programming Interface) para implementación local de protocolos de una manera fácil.

2.17.8 Arquitectura

2.17.8.1 SY S 500

La herramienta de servidor de sistema, SYS 500, sirve para agrupar todos los datos relacionados con el proceso desde las unidades de proceso, como son los terminales de control, relés o RTUs, mediante las unidades de comunicación COM500 en la base de datos del proceso. A partir de ahí, se distribuye la información reunida por ejemplo a las pantallas de interfaz hombre – máquina, mediante una función automática o por otro sistema se mandan a las unidades de proceso desde la base de datos del proceso mediante las unidades de comunicación COM500.

El servidor del Sistema SYS 500 es capaz de ejecutar varias aplicaciones en paralelo.

2.17.8.2 COM 500

El servidor de comunicaciones, COM500, maneja las funciones de puertos de comunicación para mapear el flujo de datos desde el sistema de comunicación de la subestación, por ejemplo el bus LON, al sistema de comunicación para el control de la red o a otros sistemas de nivel superior. Como añadidura, el COM

500 y SYS 500 manejan herramientas como asignación dinámica de autoridades de órdenes de control.

Hay una gran variedad de protocolos para la conexión con sistemas de nivel superior en el COM 500. EL COM 500 se conecta típicamente a un sistema de control de red mediante un protocolo de telecontrol, como puede ser el RP 570/571 o el IEC 870-5-101. Además del bus LON, el COM 500 admite gran variedad de protocolos para unidades de proceso distribuidas o concentradas, como los relés SPACOM y las RTUs. El COM 500 también es muy adecuado para instalaciones de sistemas de control adaptatívo con actualizaciones por ejemplo, telecontrol de subestaciones basado en RTUs o SRIO.

COM 500 utiliza ordenadores comerciales PC y el sistema operativo Windows NT. El grado de actualización del hardware se realiza seleccionando el ordenador de acuerdo con los requerimientos de funcionamiento. También depende del número de interfaces de comunicación requeridos. En configuraciones pequeñas, los puertos COM del ordenador se pueden utilizar. Se realizan extensiones añadiendo tarjetas de comunicación a terminales separados, COM 510 y COM 530, a lo largo de la red de área local. El concepto de redundancia también se puede tener en cuenta para conseguir una disponibilidad del sistema muy alta.

Ambos, el COM 500 y el SYS 500 se basan en la tecnología Microscada. El beneficio directo de la sinergia es que la funcionalidad de puerto del COM 500 se puede integrar en el servidor del sistema SYS 500 para ahorrar coste en soluciones de sistema compactas. Como opción, COM 500 puede tener una interfaz hombre-máquina para el diagnóstico del sistema de control y comunicación.

2.17.8.3 LIB 500

La Librería de Software de Aplicación LIB 500 consiste en paquetes de producto para construir aplicaciones concretas en la aplicación Microscada. Incluye figuras, diálogos y objetos de aplicación requeridos para monitorización local y remota de potencia en subestaciones de transporte y distribución. LIB 500 facilita, agiliza y hace más seguros los sistemas de ingeniería según los requerimientos locales.

Como ABB tiene una gran variedad de familias de productos terminales, que vienen de distintos centros de producción, cada centro de producción apoya sus propios productos para que sean capaces de superar la revisión de tratamiento del producto y ración rápida cuando aparecen nuevos productos.

2.18 CONFIGURACIONES TIPICAS DE SISTEMAS DE AUTOMATIZACION [17]

En la Figura 8 se muestra la configuración del Sistema de Automatización de la subestación y sus distintos componentes. El sistema consiste en un nivel de proceso, nivel de bahías, nivel de estación y un medio de comunicación entre ellos, llamado bus de proceso y bus entre bahías respectivamente.

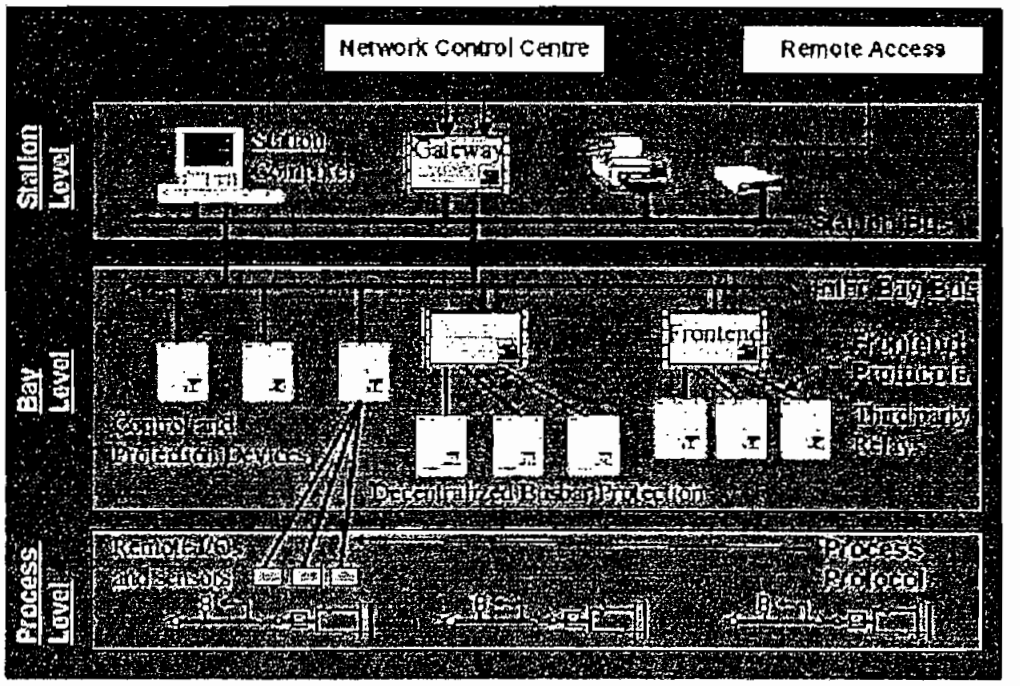


Figura 8. Configuración Típica la cual muestra los componentes principales y las facilidades de comunicación

2.18.1 SISTEMA REMOTO: CONTROL REMOTO

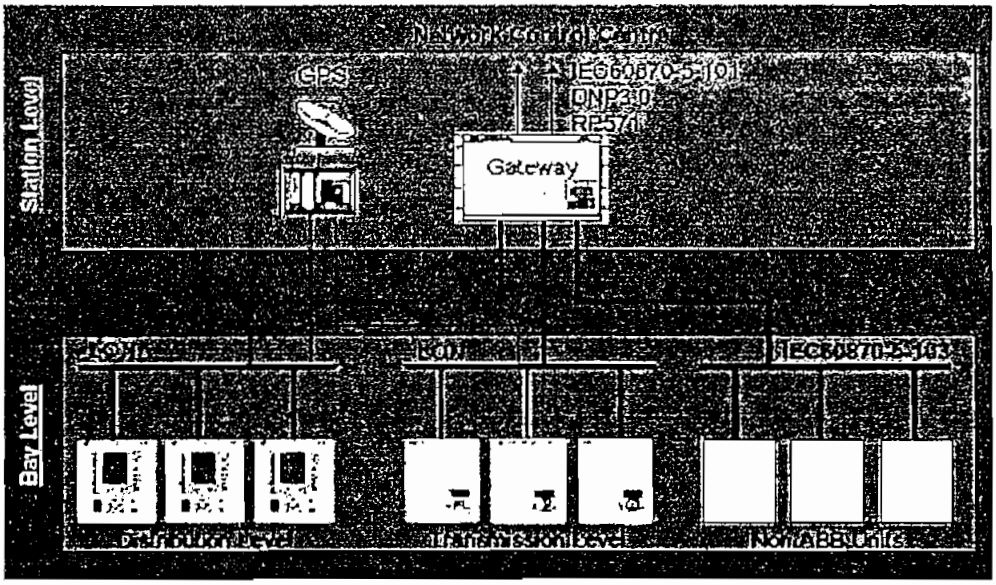


Figura 9. Configuración "Sistema Remoto" la cual muestra los componentes principales y las facilidades de comunicación

2.18.1.1 Descripción

Cuando una subestación necesita ser controlada vía remota, está configuración encaja perfectamente a este requisito. Ninguna estación de trabajo para el operador está disponible en la subestación. Para el mando dentro de la subestación puede usarse el mímico de las unidades de control de bahía. Ésta solución proporciona toda la funcionalidad necesitada para el control y monitoreo remoto.

2.18.1.2 Características

Funcionalidad distribuida: Alta disponibilidad, la mayoría de las funciones son independientes del dispositivo de estación, control y protección integrada, conexión remota al centro de control.

Sistema abierto: Puede actualizarse a un sistema con control y monitoreo de estación.

Interfase abierta: La integración de relés de otros fabricantes con el protocolo estándar IEC60870-5-103.

2.18.1.3 Equipo del Nivel de Bahía

Controlador de bahía: Pueden incorporarse varios tipos de unidades de control de bahía. El tipo escogido depende del nivel de voltaje o de los requisitos del cliente. El dispositivo de control de bahía estándar para la mayoría de las aplicaciones es la unidad REC316*4. Éste es un dispositivo numérico modular que permite incorporar las funciones de protección y control en la misma plataforma.

Los dispositivos de protecciones: ABB tiene un rango grande de productos diferentes para protección y monitoreo, diseñados con el propósito de ser usados dentro de una subestación. La mayoría de ellos proporciona la interfase LON que permite una integración óptima del producto en el sistema de automatización.

Dispositivos de otros fabricantes: Pueden ser integrados usando un protocolo de comunicación estándar (por ejemplo IEC60870-5-103) conectado al gateway.

2.18.1.4 Comunicación

Bus entre Bahías: Para la comunicación entre bahías y con el centro de control se usa una red LON. El medio físico es fibra de vidrio que proporciona una protección excelente contra la interferencia electromagnética (EMI). El LON también permite la comunicación bahía a bahía entre diferentes dispositivos bahía.

2.18.1.5 Equipo del Nivel de Estación

Gateway: En el nivel de la estación hay una unidad de entrada (gateway) que proporciona la conexión remota por ejemplo al centro de control de la red. Se proporcionan los protocolos IEC60870-5-101 y el DNP3.0. La necesidad de más protocolos debe especificarse al momento de hacer las especificaciones del

equipo. También soportan líneas redundantes. Un máximo de 6 eslabones remotos puede conectarse.

Receptor GPS: Para sincronizar el sistema completo a un receptor GPS especializado. El Receptor GPS se conecta directamente al bus entre bahías para sincronizar todos los dispositivos conectados a él. Esto asegura una sincronización de tiempo exacta.

2.18.2 SISTEMA SIMPLE CON GATEWAY INTEGRADO

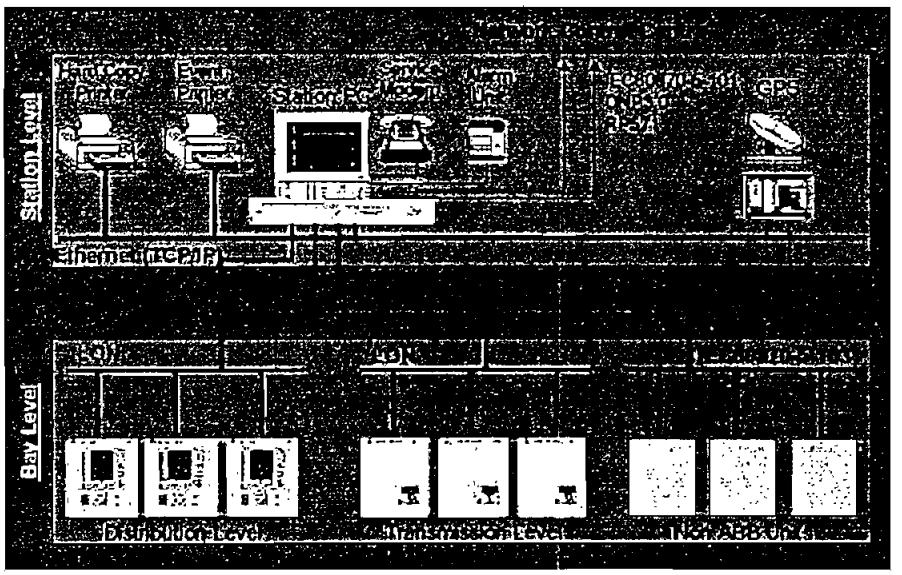


Figura 10. Configuración "Simple con Gateway Integrado" la cual muestra los componentes principales y las facilidades de comunicación

2.18.2.1 Descripción

Esta solución de sistema proporciona un computador de estación con una estación de trabajo para el operador, que permiten operar la estación desde un lugar centralizado. También una conexión para el funcionamiento remoto está disponible.

2.18.2.2 Características

Funcionalidad distribuida: Alta disponibilidad, la mayoría de las funciones son independiente del dispositivo de estación, control y protección integrada.

Interfase de operador para control y monitoreo, reporte local de eventos, alarmas, medidas tendencias. Configuración remota de los dispositivos de protección y control. Grabación automática de perturbaciones, almacenamiento y análisis. Conexión remota al centro de control.
Sistema abierto: Puede actualizarse a un sistema con entrada independiente
Interfase abierta: La integración de relés de otros fabricantes con el protocolo IEC60870-5-103.

2.18.2.3 Equipo de Nivel de Bahía

Controlador de bahía: Pueden incorporarse varios tipos de unidades de control de bahía. El tipo escogido depende del nivel de voltaje o de los requisitos del cliente. El dispositivo de mando de bahía estándar para la mayoría de las aplicaciones es la unidad REC316*4. Éste es un dispositivo numérico modular que permite incorporar las funciones de protección y control en la misma plataforma.
Los dispositivos de protecciones: ABB tiene un rango grande de productos diferentes para protección y monitoreo con el propósito de ser usado dentro de una subestación. La mayoría de ellos proporciona la interfase LON que permite una integración óptima del producto en el sistema de automatización.

2.18.2.4 Comunicación

Bus entre bahías: Para la comunicación entre las bahías y la computadora de estación se usa una red LON. El medio físico es fibra de vidrio que proporciona una protección excelente contra la interferencia electromagnética (EMI). El LON también permite la comunicación bahía a bahía entre diferentes dispositivos bahía.
Bus de estación: El bus de estación se usa para conectar los dispositivos de la estación juntos, como la computadora de estación, impresoras y estaciones de trabajo adicionales. Como bus se usa el estándar Ethernet con TCP/IP.

2.18.2.5 Equipo del Nivel de Estación

Computadora de estación: La computadora de estación incluye las funciones de control/monitoreo de la estación, interfase con el operador y funcionalidad

gateway. Un hardware basado en PC con Windows NT y la aplicación POWER RICH SYSTEM constituye la computadora de estación.

Módem de servicio: Como estándar un módem de servicio es incluido para proporcionar el diagnóstico rápido y problemas de disparo vía remota. Esto puede prevenir viaje innecesario al sitio por hacer ciertas tareas.

Receptor GPS: Para sincronizar el sistema completo un receptor GPS especializado está disponible. El Receptor GPS se conecta directamente al bus entre bahías por sincronizar todos los dispositivos conectados a él. Esto asegura una sincronización de tiempo exacta a todos los dispositivos

Impresora: Se proporciona una impresora de eventos, para imprimir todos los eventos recogidos por el Sistema de automatización con la finalidad de archivarlos. Adicionalmente una impresora a color que permite hacer una copia impresa de los displays de la interfase, lista de alarmas o cualquier otro cuadro o archivo disponible en la computadora de estación.

Unidad de Alarma de estación: Esta unidad permite indicar grupos de alarma predefinidos en la pantalla. Un parlante externo puede conectarse para tener alarmas sonoras. Pueden reestablecerse las alarmas desde la unidad de alarma y la alarma sonora. Cuando la subestación esta desatendida la alarma sonora puede desactivarse.

2.18.3 SISTEMA SERVIDOR

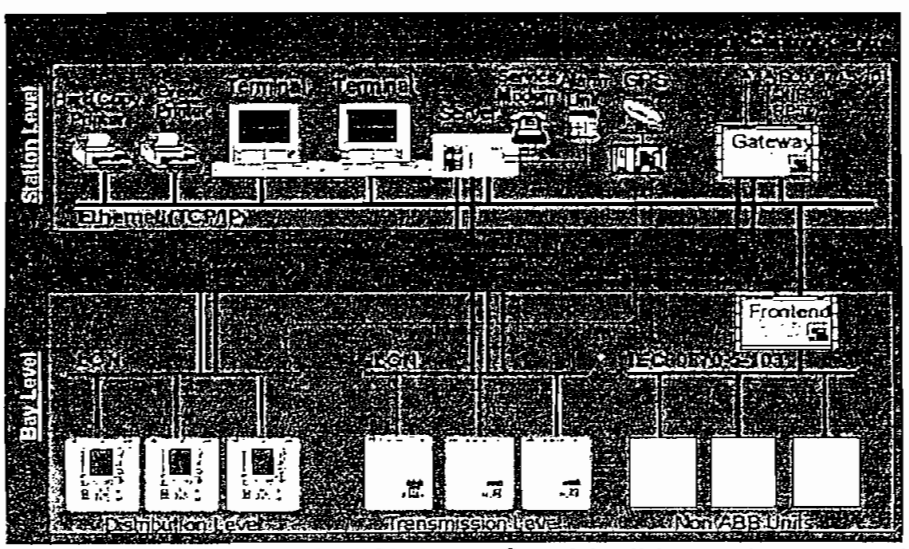


Figura 11. Configuración "Sistema Servidor" la cual muestra los componentes principales y las facilidades de comunicación

2.18.3.1 Descripción

Esta solución del sistema proporciona un servidor de estación de alta fiabilidad, y dos estaciones de operador redundantes, con funcionalidad HMI que permite operar la estación desde un lugar centralizado. Un gateway independiente provee la conexión para la operación remota. Ésta es la solución cuando una alta disponibilidad es requerida.

2.18.3.2 Características

Funcionalidad distribuida: Alta disponibilidad, la mayoría de las funciones son independientes del dispositivo de la estación.
Alta disponibilidad: Gateway y PC de estación completamente independientes. Estaciones de operador redundantes, el disco duro del servidor y el suministro de energía son redundantes. Control y protección integrados. Interface de operador para control y monitoreo. Reporte local de eventos, alarmas, medidas y tendencias. Configuración remota de dispositivos de protección y control. Grabación automática de perturbaciones, almacenamiento y análisis. Conexión remota al centro de control.
Interface abierta: La integración de relés de otros fabricantes con el protocolo IEC60870-5-103.

2.18.3.3 Equipo de Nivel de Bahía

Controlador de bahía: Pueden incorporarse varios tipos de unidades de control de bahía. El tipo escogido depende del nivel de voltaje o de los requisitos del cliente. El dispositivo de control de bahía estándar para la mayoría de las aplicaciones es la unidad REC316*4. Éste es un dispositivo numérico modular que permite incorporar las funciones de control y protección en la misma plataforma.
Los dispositivos de protecciones: ABB tiene un rango grande de productos diferentes para protección y monitoreo diseñados con el propósito de ser usados dentro de la subestación. La mayoría de ellos proporciona la interfase LON que permite una integración óptima del producto en el sistema de automatización de subestación.

Dispositivos de otros fabricantes: Pueden ser integrados usando un protocolo de comunicación estándar (por ejemplo IEC60870-5-103) conectado a un frontend o al gateway.

2.18.3.4 Comunicación

Bus entre Bahías: Para la comunicación entre bahías y los server/gateway se usa una red LON. El medio físico es fibra de vidrio que proporciona una protección excelente contra la interferencia electromagnética (EMI). El LON también permite la conexión entre bahía a bahía entre dispositivos de bahía diferentes.

Bus de estación: El bus de estación se usa para conectar dispositivos de la estación juntos, como la computadora de estación, impresoras y estaciones de trabajo adicionales. Como bus se usa el estándar Ethernet con TCP/IP.

2.18.3.5 Equipo del Nivel de Estación

Servidor: El servidor de estación es un PC industrial de alta fiabilidad, con disco duro hot swapable redundante y suministro de energía. El sistema operativo es Windows NT y la aplicación para los datos que se manejan e interfase de operador es el POWER RICH SYSTEM

Terminal: Dos terminales redundantes proporcionan la interfase de operador. Todos los datos se toman del servidor de la estación.

Gateway: En el nivel de estación hay una unidad de entrada que proporciona la conexión remota por ejemplo a un centro de control de la red. Como estándares se proporcionan los protocolos IEC60870-5-101 y el DNP3.0. Más protocolos están disponibles bajo pedido. También soporta líneas redundantes. Soporta un máximo de 6 eslabones.

Módem de servicio: Se incluye un Módem de servicio, para proporcionar el diagnóstico rápido de problemas y disparos vía remota. Esto puede prevenir un viaje innecesario al sitio por hacer ciertas tareas.

Frontend: Incorpora dispositivos de otros fabricantes vía protocolo IEC60870-5-103 por ejemplo, se proporciona un dispositivo frontend separado. Transmite los mensajes al servidor de la estación y al gateway independiente.

Receptor de GPS: Para sincronizar el sistema completo se tiene un receptor GPS especializado. El Receptor GPS se conecta directamente al bus entre bahías por

sincronizar todos los dispositivos conectados a él. Esto asegura una sincronización de tiempo muy exacta a todos los dispositivos

Impresoras: Se proporciona una impresora de eventos para imprimir todos los eventos almacenados por el Sistema de automatización para ser archivados. Adicionalmente una impresora a color está disponible que permitir hacer copia impresa de los displays de la interfase, lista de alarmas o cualquier otro cuadro o archivo disponible en la computadora de estación.

Unidad de Alarma de estación: Esta unidad permite indicar los grupos de alarmas predefinidas en un despliegue. Un parlante externo puede conectarse para una alarma sonora. De la unidad de la alarma pueden restablecerse las alarmas y la alarma sonora. Cuando la subestación esta desatendida la alarma sonora puede desactivarse.

2.19 ANALISIS TECNICO

Se ha hecho una descripción de las características técnicas, de dos sistemas de automatización que ofrece ABB y además se ha mostrado tres arquitecturas con las cuales puede trabajar cualquiera de los dos sistemas de automatización. En la siguiente sección se van ha definir los criterios específicos para determinar cual de los sistemas necesita realmente la empresa eléctrica de acuerdo a sus requerimientos. El diseño de un sistema básico de automatización se lo hace para reemplazar el mando convencional y la tecnología de protección, sin embargo la Automatización de la Subestación puede ofrecer mucha más funcionalidad y puede ser una herramienta para aumentar su eficacia y productividad.

Para establecer en detalle el potencial de Automatización de la Subestación moderna, se debe analizar los sistemas de aplicación, con los objetivos siguientes:

- Evaluar situaciones típicas que justifiquen la automatización de la subestación en perspectiva a los sistemas de aplicación y para verificar beneficios estratégicos y tangibles.
- Evaluar las diferencias de las arquitecturas de SA y para especificar su funcionamiento y requisitos de la operación.

- Promover la armonización de los SA que interesan a los varios departamentos dentro de un sistema de aplicación en relación al planeamiento de la red, gestión de demanda, gestión de distribución, gestión de la subestación, gestión de recursos y mantenimiento.

2.19.1. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN

- El sistema debe correr bajo el sistema operativo Windows (NT o 95/98).
- El sistema debe poder intercambiar o pasar datos con otros sistemas de bases de datos y programas.
- Mantenimiento del Software y la habilidad de hacer cambios al sistema.
- Proveer un método para cálculo del tamaño máximo de disco requerido para los datos históricos del sistema.
- El sistema debe tener un backup integrado y debe restaurarse con facilidad.
- El sistema debe tener una herramienta para la generación de reportes para proporcionar la habilidad de hacer informes de cualquier parámetro del sistema y datos al usuario.
- Un sistema de seguridad que mantenga a los usuarios restringidos al nivel de uso del sistema, para el que han sido designados.
- El sistema tendrá una arquitectura que permita su futura expansión, para que el sistema puede empezar pequeño y extenderse a un sistema muy grande sin sacrificar la operación del sistema.
- El sistema necesita buenas herramientas para el análisis gráfico así como Control del Proceso Estadístico.
- El sistema debe ser capaz de comunicarse con la mayoría o todos los protocolos normales y unidades de PLC existentes el mercado.
- Detección de falla y tiempo de corrección
- Minimización de las consecuencias de interrupciones del suministro a los consumidores.
- Disponibilidad de más y mejor información del proceso de sistema de distribución.

- Flexibilidad de sistema y fiabilidad.
- Criterio de calidad y beneficios respecto al planeamiento de la red, gestión de demanda, gestión de la subestación y funcionamiento, mantenimiento y dirección de recursos.

2.19.2 SISTEMA FACTIBLE

De acuerdo a los criterios de selección detallados en el párrafo anterior y de acuerdo a consultas realizadas a personal de la E.E.Q.S.A. quienes han manifestado el interés de contar con una arquitectura que les permita tener acceso al sistema mediante un computador en la subestación y el acceso remoto desde el centro de control, se ha seleccionado el software POWER RICH y la arquitectura denominada SIMPLE CON GATEWAY INTEGRADO. La arquitectura nos permite tener acceso mediante un computador en la subestación en el caso que sea necesario, y la conexión remota está disponible.

Una razón mas para la selección es la habilidad del Power Rich System de usar idiomas múltiples y las características estándar del producto. El Power Rich System es un sistema abierto para la una continua supervisión y control de sistemas eléctricos de potencia, cubre el área de alto-voltaje, incluyendo los transformadores, los dispositivos de protecciones de bajo voltaje, y una amplia facilidad para el manejo de los parámetros analógicos y digitales. El sistema incluye todos los protocolos de la fundación Citect, redes de computadoras, y herramientas de desarrollo. El sistema se une transparentemente a cualquier otra aplicación ABB y Citect, y debido a las características de sistema abierto es compatible con otras aplicaciones de otros fabricantes.

Una excelente característica del Power Rich System es el funcionamiento bajo el sistema operativo Windows NT, Servidor de SQL, ODBC, OLE/OPC y Interfase DDE, interfase DLL , redes de computadoras con arquitectura abierta incluyendo redundancia, y hardware y software para interfase PLC. Los protocolos de comunicaciones de campo IEC 870.5.101 y el DNP 3.0 que ofrecen "Unsolicited Messaging," cuenta con más de 160 protocolos diferentes, además para la adquisición los datos "dial out" se usan estos dos protocolos certificados. Además incluye sistema de ayuda sonora que corre en segundo plano, la interfase gráfica

con títulos en cada pantalla, seguridad de la matriz (en lugar de los niveles), y herramientas de análisis y tendencia gráficas construidas dentro de cada aplicación. El "InstaPlot" y "SelectTrend" son gráficos de los parámetros del sistema en tiempo real.

Dos características adicionales del Power Rich System son el Diagnóstico y sistema de Mantenimiento, y el sistema de Mantenimiento Tag-Out (en exteriores) que se integra en una aplicación. El Diagnóstico y el sistema de Mantenimiento proporcionan informes de mantenimiento necesario antes de una falla. El sistema de mantenimiento Tag-Out mantiene el esquema de protección al personal del sistema eléctrico desde un lugar remoto durante el mantenimiento.

El Power Rich System está inmediatamente disponible para aplicaciones dentro del comercio, la industria, y otras utilidades del área del mercado de eléctrico. Citect proporciona interfase de operador y la capacidad de conectar las redes de computadoras incluyendo Wan Area Network (WAN) para la interconexión de multi-proyectos.

2.20 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS [17]

2.20.1 GENERALIDADES

2.20.1.1 Alcance

a.- El alcance de estas especificaciones es proveer las pautas necesarias para que se pueda elegir un proveedor idóneo que implemente el sistema de Control y Monitoreo de Potencia para una o varias subestaciones

b.- El sistema de Control y Monitoreo de Potencia, llamado en adelante "PMC" (Power Monitor and Control System) suministrado por el proveedor, realizará el monitoreo a través de la medición de todos los dispositivos de protección, dispositivos analógicos 4-20 mA y dispositivos discretos (digital on/off). Los sensores y dispositivos de protección monitoreados pueden estar en celdas de alta, media y baja tensión y en otras áreas de la o las subestaciones. Esta especificación detalla el Sistema de Control y Monitoreo de Potencia (PMC) incluyendo el software, hardware de computadora para el Servidor y el hardware de computadora y el software para cualquier y todas las unidades de Nodos

(unidades remotas conectadas a la red o conectadas en serie), dispositivos de telecomunicación conectadas directamente a las unidades de nodos o al Servidor PMC, impresora, unidades de pruebas, unidades de corrección, montaje, supervisión para la puesta en servicio en sitio, entrenamiento del o los operadores y al personal de administración, y soporte técnico post-venta.

c.- Esta especificación no cubre el cableado de comunicación, tales como el cable de la red o cableado de comunicación en la subestación o la celda. Esta especificación no cubre la tensión de alimentación 120 ó 220 VAC, potencia requerida para correr el Servidor y los Nodos de computadoras. Estos ítems serán cubiertos por el contratista motivo de otra especificación. La parte de PMC de esta especificación no incluye los dispositivos de protección y comunicaciones periféricas que se conectan después de los puertos señales del Servidor.

2.20.2 GENERALIDADES DE LOS PRODUCTOS

El PMC (Sistema de Control y Monitoreo) está definido para incluir las interfases de dispositivos remotos para medición y control de supervisión de los dispositivos. El PMC no efectuará la configuración de protección, programación de PLC, o la configuración de otros dispositivos remotos. Esta será hecha por el software del fabricante de los dispositivos (vía una computadora portátil) a un puerto RS-232 para cada uno de ellos. El contratista o el personal de planta será el responsable de brindar el cableado de comunicación de las instalaciones y las terminaciones existentes en el edificio, paneles de distribución de telecomunicaciones, y para todo el equipamiento complementario.

2.20.3 OPERACIÓN DEL PMC

a.- El PMC debe ser capaz de operar en una "Host Computer" que consiste en un sistema con las siguientes características:

1. Una computadora Pentium, cuyo fabricante y modelo es compatible con la lista de certificación Microsoft-NT, que tenga 512 o más megabytes de RAM, 80 o más GB de hard drive en la internase PCI, video XGA (1024 x 768 con 256 colores) sobre una interfase PCI, full teclado, dispositivo señalador (mouse,

trackball, guidepoint), 2 puertos seriales, 1 o más puertos paralelos, 2 ranuras como repuesto PCI y 2 o más ranuras ISA, y una impresora de inyección de tinta a color (se prefiere la serie HP 69x).

2. El sistema de operación debe ser en Windows95/NT.

3. Capacidad de Auto-reboot una vez que retorna la fuente de potencia en el caso que la UPS no funcione. El auto-reboot restaurará la computadora y luego restaurará el software del PMC con sólo la entrada del usuario. Una UPS es un requerimiento del sistema para el Host y cada Nodo de unidad de computadora.

4. El PMC debe ser capaz de comunicarse con puertos que se conecten al dispositivo LAN (Local Area Network), proporcionando cada LAN con su propio protocolo y su propio set de dispositivos, siendo sondeados simultáneamente. Cada puerto debe estar ajustado a su propio baud por ejemplo de 1200 a 115,200 baud.

5. El PMC proveerá un sistema automático basado en la detección de fallas en el Servidor y en los Nodos de computadoras en el título gráfico de cada display de pantalla como hardware de alarmas. Dichas alarmas deben mostrar pero no limitarse a señalar la falta de capacidad en los discos, falla en la red, falla de manejo de comunicación, y otras alarmas del hardware. El dispositivo remoto de alarmas debe ser indicado en el título de la pantalla desde cualquier dispositivo de campo y proveer un camino directo a la pantalla de detalles de alarma con conocimiento y un directo "GOTO" al dispositivo del panel causando la alarma.

6. El sistema PMC debe tener la capacidad de ser programado o modificado en funcionamiento y retornar las modificaciones al modo de corrida de tiempo (run-time). No será necesario apagar el run-time del sistema para tener las modificaciones aparecidas en el run-time del próximo acontecimiento.

7. Cada dispositivo de campo debe tener dirección única ajustable en campo para que sea encuestado por el software del PMC.

8. El Host del PMC y los nodos operarán a la tensión de alimentación sea esta 120 o 220 AC y debe estar respaldado por una UPS para aproximadamente una (1) hora de fuera de servicio. Esto proporciona un apague ordenado y una fácil restauración del sistema PMC. El PMC será soportado por el software, el UPS enviará un mensaje a la red cuando éste se esté descargando para evitar un apague repentino de la red.

9. El sistema PMC tendrá la capacidad de detectar fallas en la computadora Host, dispositivos de protección remotos, redes de comunicación, o dispositivos auxiliares tales como señales analógicas de temperatura y el reporte de esas alarmas vía contactos para otro sistema, automarcación, alarmas, llamadas al personal, y otros dispositivos de contactos remotos similares.
10. El diseño del PMC debe ser capaz de proveer indicaciones de alarmas de contacto a muchos cientos de localidades donde se necesite en la red para estos tipos de sucesos:

- Señal de alarma y/o disparo desde cualquier otro dispositivo del sistema
- El setpoint de las alarmas arriba indicadas en cualquier transductor.

11. Todos los componentes del sistema de comunicación deben tener un aislamiento dieléctrico de mínimamente 2200 voltios línea a tierra sin dañar a los dispositivos de comunicación.
12. La red del PMC debe tener la capacidad de soportar un ilimitado número de computadoras (nodos) proveyendo una completa información histórica a tiempo-real, on line, monitoreo del sistema en tiempo real, alarmas con conocimiento de esta en cualquier punto de la red, y un password como protección.
13. El PMC tendrá redundancia potencial diseñada dentro de el. La redundancia puede ser implementada en cualquier tiempo utilizando el Setup utilidad del switch de redundancia. Desde aquí, el proyecto o configuración no debe ser reconfigurado. Esta ventaja nos proveerá que cualquier nodo acceda a toda la información del sistema para configurar la operación basada en la necesidad del usuario.
14. En redes de área extensa WAN (Wide Area Networks) donde el proyecto es ampliamente distribuido y los nodos display son separados por distancias grandes, usando un LAN para conectar los nodos display pueden ser costosas; por tanto, se deberá conectar a los nodos display en esta circunstancia, y el sistema puede usar NetBIOS serial vía CINET. Usando el CINET sólo se requerirá una alta velocidad del panel serial instalado en el server (Host) y un cable estándar RS-232.

15. El PMC debe ser capaz de interconectarse con cualquier cliente existente o uno nuevo distribuyendo en el ancho de banda de la red vía la interfase RS-232. ethernet, o RS-485. El PMC interconectará a otros tipos de sistemas de control tales como Johnson Meda-Sys, Honeywell, etc. vía MODBUS gateway PLC.
16. El Sistema de Acceso Remoto es ayudado por el PMC vía el Windows95/NT. Esto provee un acceso directo a las redes del Sistema PMC desde una computadora remota o un PC portátil con el acceso correcto vía dial-up MODEM telefónico. La computadora remota y local deben ser simultáneas pero independiente tiempo-real, password de protección, capacidad de control y monitoreo.

2.20.4 EL SOFTWARE PMC

a. Proveer un paquete completo de software. El software del sistema debe tener opciones unilineales, full pantalla editado para facilitar la programación y modificar el sistema. El software debe ser basado en Microsoft Windows95/NT. Este debe ser capaz de proveer pantallas separadas en el servidor como en los nodos de la red, vitales parámetros del sistema con un mínimo de dispositivos remotos (3200 por ejemplo). La pantalla debe mostrar todas las mediciones y los parámetros de alarma que están disponibles desde los dispositivos remotos individuales por dispositivo (cada dispositivo debe tener una única dirección y debe ser sondeada por los dispositivos de información,) incluyendo, pero no limitado a, todos los valores de medición, estatus de carga, status de alarma, datos de energía, posición de los dispositivos y/o el estatus de estos. En suma, el sistema debe ser capaz de prever el disparo, el cierre, comienzo, parada, apertura y cierre de los dispositivos remotos desde el servidor y/o algún nodo de la red. El sistema debe ser abierto a través de una arquitectura diseñada para proporcionar un sistema de control distribuido que permita varios nodos (5 por ejemplo) a ser configurados como servidores individuales:

1. Servidor I/O "I/O server" que permita la comunicación con los I/O de campo;
2. Servidor Alarma "Alarm server" (que monitoree y procese las alarmas a través del sistema;
3. Servidor Reporte "report server" que permita el procesamiento de los reportes;

4. Servidor de Orientación "Trend server" que permita la acumulación y procesamiento de la información histórica de orientación;
5. Servidor Tiempo "Time server" que permita la sincronización del sistema al tiempo. En adición, el sistema debe proveer para la redundancia un nodo de configuración a ser el Servidor Redundante (secundario). Este no debe requerir una reconfiguración del proyecto.

b. La computadora y el software debe ser capaces de correr otros paquetes compatibles al Microsoft Windows, tales como el procesador de texto word, spreadsheet, database, mientras que constantemente monitorea el PMC de la red. Esto incluye el enlace DDE a las aplicaciones y permite utilizar todas las funciones de otro proveedor de biblioteca de archivos de conexión dinámica DLL (Dynamic Link Library), tales como el Mathlab o el software de análisis de armónicos. Las alarmas deben ser mostradas gráficamente en la pantalla del servidor y/o de un nodo con una señal audible que permita distinguir el problema mientras la computadora esté siendo utilizada en otro programa del software. El software debe ser un usuario-intuitivo con pantallas gráficas menú-driven con las siguientes características:

La línea para una subestación no debe estar sobre abarrotada con muchos parámetros de los dispositivos, pero debe utilizar el display de medida pop-up con información detallada. Estos medidores deben proveer toda la información de todos los dispositivos de campo pero conservando el mismo "aspecto y el mismo ambiente" de dispositivo a dispositivo. Por ejemplo, las corrientes de fase siempre estarán en la esquina superior izquierda de la ventana, mientras que el factor de potencia y frecuencia estarán en la parte superior derecha del área de la ventana. Un botón para remover el pop-up será provisto y el pop-up window debe ser cambiable y múltiples pop-up windows puede ser usados en la misma pantalla, permitiendo que el usuario los mueva a ellos para una completa vista.

El sistema debe proveer un predefinido set de plots de tiempo real para un uso inmediato del usuario mostrando a esos parámetros. Por ejemplo, las cuatro

fases de corriente son predefinidos como un plot pop-up a tiempo real con el simple toque del usuario.

Todas las pantallas de gráficos unilineales deben mostrar en la pantalla la corriente y el estatus del dispositivo todo el tiempo con pop-up windows para menores importantes detalles de los parámetros como la energía y tendencias (trends). Cualquier alarma estará mostrando en cualquier pantalla (en el header de cada pantalla) y un directo "dirigirse a" la alarma que debe proveer desde la pantalla de reconocimiento de alarmas. Los parámetros de un dispositivo de alarma deben estar disponibles para el operador a los dos toques.

El estatus de información en las pantallas con diagramas unilineales y las pantallas alarmas deben indicar el estatus del dispositivo ABIERTO, CERRADO, DISPARO, y DE LAS COMUNICACIONES. También, el interruptor debe tener un "O" y una "C" para indicar la apertura (**O**pen) y el cierre (**C**lose) para aplicaciones que no dispongan de colores tales como el FAX o personal. Las pantallas de alarma muestran la razón de la alarma, tipo de alarma, quien reconoce la alarma o si la alarma no ha sido reconocida. Adicional información puede ser agregada o la misma borrada desde la página de reporte de alarmas por el usuario o por el integrador del sistema.

c. El Software del PMC debe estar provisto de:

1. El loggin y reportes del dispositivo de alarmas del sistema estarán provistos para cualquier cambio en cualquier dispositivo, el propio sistema vía sus checks internos del hardware, incluyendo el loggin-on o el loggin-off personal, condiciones de intento de loggin-on o loggin-off, puede ser notado.
2. Logging de tiempo/evento: El tiempo y la razón de cada evento puede ser logged directamente al Host (a al Servidor Alarma) con un usuario definido (on u off) línea impresora consola impresora que debe ser un dot-matrix, papel continuo tipo impresora. El tiempo de capacidad grabado en segundos debe estar provisto en el Host (o el Servidor de Alarmas) para, pero no limitado a, dispositivo

on/off, dispositivo alarma, dispositivo disparo, y dispositivo de no respuesta (alarma de comunicaciones o fuera de tiempo)

3. Datos de Tendencia (Data Trending): El software debe incluir las siguientes características de tendencias:

- Toda la información monitoreada por todos los dispositivos remotos deben ser capaces de tener todos los parámetros medidos y valores discretos dirigidos contra cualquier otro parámetro medido y valor discreto del sistema.

- Tiempo de tendencias internas y cantidad de información a ser proyectada debe ser seleccionada por el usuario por cada dispositivo. La selección de Intervalo de tiempo debe ser seleccionada por el usuario en bloques de tiempo discretos. Estas tendencias son tendencias de banda de goma (rubber banded trends) que proveen ilimitados enfoques zoom-in y zoom out con intervalos automáticos ajustables en tiempo de microsegundos.

- Las tendencias deben estar en la Arquitectura del Servidor del Cliente que significa que todos los nodos en la red con una seguridad asignada adecuada puede hacerse orientado.

- Las Impresiones de tendencias verdaderas no se deshagan de la pantalla.

    - Las tendencias de los gráficos de los parámetros vía punteo deben estar dinámicamente asignadas desde cualquier parámetro del sistema.

- La tarea de predefinir las tendencias o la información a tiempo-real debe ser activado por un botón en el instante del plotting pop-up de los parámetros predefinidos.

- El display window de tendencia debe proveer para una fácil colección y cambio en los datos de tendencia siendo capaces de copiar los datos del teclado del Windows y entrar estos datos dentro de otra aplicación del

Windows, tales como el Excel o el Word, dando una información estadística en una descripción seleccionada en plotted de tendencia, y grabar estos datos a un file o transferirlo a otra computadora o aplicación del software.

- Los eventos basados en tendencias debe ser almacenados y recuperables.

4. Información y almacenamiento y recuperación de eventos

- Los datos deben ser capaces de ajustarse al tiempo para ser usado en los reportes que analice el modelo del dispositivo y las alarmas del sistema, demanda pico y KWH utilizado del sistema global también.

- Los datos deben estar disponibles a ser enviados a la pantalla, impresora, files en el disquete, a la base de datos, y los formatos SQL.

- Los reportes de datos deben estar disponibles desde los reportes time-triggered, event-triggered o los reportes periódicos.

  - Un integrado Generador de Reportes que provea el formato por ejemplo un formato WYSIWYG para el usuario.

  - El Generador de reportes debe proveer la capacidad de incluir gráficos en los.impresos.

  - Incorporar acumuladores, para las corridas de horas/número de partidas, número de operaciones de los interruptores/meses o años, etc.

d. Seguridad, Password de Protección: Las siguiente características de protección del password de seguridad deben proveer:

1. El PMC debe proveer niveles de password de protección por área (nodos en otras oficinas o áreas de administración).

2. Cada área puede tener una matriz consistente de áreas de programas versus nivel de usuario. Este permite seleccionar a los usuarios con funciones permisibles en algunas pantallas como otros usuarios. Este provee restricciones a pantallas de nivel item sobre cualquier pantalla.

3. La validación de seguridad debe ser cheaqueado desde el servidor, no por el cliente, para total protección.

4. La seguridad debe ser capaz de poder adjuntar datos y acciones.

5. El log del operador debe proporcionar toda acción hecha por el logged del usuario, y ninguna acción no autorizada en cualquier parte del sistema.

6. La seguridad del sistema debe ser proporcionado por el (OS) Sistema Operativo para el file del nivel de gerencia administración de creación y cambios de passwords debe ser hecho por el Administrador del OS.

7. El servicio de acceso remoto debe ser asegurado por el OS vía un acceso apropiado de login.

e. Los diagnósticos deben ser internos para prever información del dispositivo o de mal funcionamiento del sistema, tales como dispositivos que no están comunicando, falla de impresora, falta de espacio en el disquete, y similares tipos de eventos.

f. El sistema debe proveer redundancia vía conexión ethernet. Este debe ser seleccionado por el usuario sin requerir reconfiguración en el proyecto del sistema. Varios niveles de redundancia deben estar disponibles. Si el servidor primario falla, automáticamente debe ser tomado por el nodo de asistencia o sistema secundario, enviando una alarma, y retornar cuando el servidor primario vuelve a su normalidad. Esto no debe crear interrupción de las funciones dentro del sistema durante la transferencia.

g. EL PMC debe ser capaz de realizar interfases a unidades de PLC's y otros sistemas vía ethernet, serial, SQL, DDE y otros protocolos.

h. El Software debe permitir al usuario ajustar cualquier número de niveles de alarmas de computadoras individuales definidos para todos los parámetros monitoreados. Esto da niveles de alarma para el usuario, tales como leves advertencias, advertencias de nivel medio, y alarmas especiales para crear atención. Estas alarmas deben ser independientes de las alarmas de los dispositivos de protección.

2.20.5 CAPACIDAD DE DIBUJOS GRAFICOS

a. El software deberá incluir la capacidad para crear dibujos gráficos programados, orientados a los equipos del cliente -OOP (Object Oriented Programmed), para casos, tales como diagramas unifilares del sistema, diagramas de flujo del sistema, dibujos de vista frontal del equipo o cualquier representación gráfica deseada por el usuario. Los dibujos deben permitir la inserción de contactos variables seleccionados por el cliente, proporcionando información disponible en tiempo real desde los dispositivos remotos. El paquete gráfico debe permitir la introducción de pantalla ilimitada para pantallas detalladas de nivel inferior. El paquete gráfico debe tener como mínimo, las siguientes características especificadas:

- Se proporcionará la animación o indicación (cambio de forma, color, orientación o configuración) de cualquier objeto o línea en la pantalla basada en un cambio de datos de entrada monitoreados y/o cálculo realizado vía software. Por ejemplo, el cambio de color del gráfico unilineal del interruptor debido a la apertura, cierre, prueba, extracción, disparo por falla, o por valores monitoreados del interruptor o funcionamiento del motor o del switch.

- Capacidad para realizar operaciones matemáticas y funciones lógicas de los datos de entrada monitoreados. Estos y muchos otros tipos de funciones definidas por el usuario así pueden realizarse usando un CiCode incorporado, el cual es un lenguaje multi-threaded completamente preferente, el código generado debe ser

de múltiples tareas (multi-tasking), debe tener funciones estándares y proporcionar nuevas funciones definidas para el nuevo usuario, proporcionar manipulación en serie (string manipulation), y poder realizar las ejecuciones denominadas "If-then-else", "For-Do", "While-Do", y "Conditional Executions" (Ejecuciones Condicionales).

Display en modo de tendencias en tiempo real, representación gráfica de los datos calculados o monitoreados. Esto debe incluir cuadros de líneas (line charts), gráfico de barras con animación.

- Librería de objetos para la modificación del cliente de las pantallas gráficas.

- Se proporcionará pantallas desarrolladas en base a los requerimientos del Cliente para unir los diagramas unifilares, el plano de distribución de equipos del cliente, la elevación real frontal del equipo de distribución de potencia, como parte del Paquete Gráfico del Propietario y debe ser capaz de seleccionar colores, esquema de numeración, y disposición general de las pantallas. Se proporcionará una pantalla general master, en la que se liste todas las subpantallas por designación de contrato y desde la cual cualquier subpantalla pueda ser seleccionada haciendo un click con el mouse.

- El ruteado automático para un one-line (diagrama unilineal) apropiado deberá ser proporcionado en condición de alarma e identificación gráfica del dispositivo que causa la falla o la alarma.

- El software del PMC debe brindar soporte para el Intercambio de Datos Dinámico - DDE (Dynamic Data Exchange), haciendo posible el compartir los datos con cualquier otro software compatible con DDE.

- El software PMC debe brindar soporte a las Librerías de Enlace Dinámico (DLL) para la operación de programas externos al software PMC.

2.20.6 ESPECIFICACIONES DETALLADAS

2.20.6.1 Componentes del Sistema

- Requerimientos del dispositivo HOST (Control Master):

1. Suministrar e instalar una computadora personal que cumpla con los requerimientos previamente esbozados. Proporcionar como mínimo, el paquete de software de PMC, Microsoft EXCEL, Microsoft Windows 95 o NT, tal como lo seleccione el cliente. El Host (servidor) y cualquier Nodo suministrado con el software deberán ser probados.

2. Suministrar y supervisar la instalación de la impresora de inyección de tinta a color con interfase al puerto paralelo en la computadora del host. Suministrar y supervisar la instalación de una impresora matricial para uso como impresora de consola.

- Como mínimo, el sistema debe ser capaz de comunicarse con los siguientes dispositivos o los dispositivos incluidos en el equipo ensamblado :

1. 4 UNIDADES ABB REL 511 con puerto MODBUS RS-485.
2. 2 UNIDADES ABB REB500 con puerto MODBUS RS-485.
3. 2 UNIDADES ABB TPU con puerto MODBUS RS-485.
4. 1 UNIDAD ABB SPAC315C MODBUS RS-485.
5. 8 UNIDADES ABB REF543 MODBUS RS-485.

Y si por parte de la Empresa Eléctrica, se requiere la implantación de otros equipos se debe tener la opción de conectarse con los siguientes equipos como mínimo:

6.-GE dispositivos Multilin con puerto MODBUS RS-485
7. Electro Industries, serie de dispositivos con puerto MODBUS RS-485

8. Power Measurement Limited, series de dispositivos con puerto MODBUS RS-485.
9. Otros dispositivos no nombrados, pero con puerto de MODBUS RS-485.
10. Otros protocolos distintos al MODBUS, que se requieran de acuerdo a los protocolos de otros dispositivos implementados por Ejemplo DNP3.

☞ El software PMC deberá ser capaz de presentar un display con la siguiente información desde el equipo de distribución de potencia:

1.- Celdas de Media Tensión

a) Cada Fase y corrientes a tierra
b) Fase a Fase y fase a tensiones de fase a neutro
c) Vars, factor de potencia, frecuencia
d) Watts, demanda de potencia activa watts, watt-horas
e) Demanda de consumo de Amperios
f) Alarma en la temporización (timing out) del interruptor para el disparo,

3.- Celdas de Baja Tensión (Interruptores de alimentadores)

Todas son las mismas desde "a" hasta "i" como las de media tensión, descritas en la parte superior.

El proveedor ha ser escogido debe dar garantía del equipo, un certificado de que se han hecho pruebas en fábrica y hacer la instalación del equipo. Además se debe solicitar la capacitación para el personal que va ha manejar el equipo.

CAPITULO 3

IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN

3.1 DESCRIPCION DE LA SUBESTACIÓN EPICLACHIMA [18]

Localización: 521
Denominación: S/E Epiclachima

La S/E Epiclachima tiene una configuración de doble barra formando anillo, es decir tiene barra 1, barra 2 y barras de enlace entre las dos. Tiene el esquema de operación y protección denominado DISYUNTOR Y MEDIO, este esquema permite mantener el servicio en la subestación aún estando fuera un disyuntor, sea por falla de este o por mantenimiento. En el diagrama unifilar se muestra el esquema de la subestación.

A la subestación llegan y salen 4 circuitos de 46 kV que son:

Línea de interconexión con la S/E Sur conectada a través de los disyuntores S10 y S20.

Línea de interconexión con la Subestación Santa Rosa, conectada a través de los disyuntores S20 y S30.

Línea de interconexión con la S/E Norte, barra Oeste (también se le conoce como línea a la S/E # 3), conectada través de los disyuntores S40 y S50.

Línea de interconexión con la Subestación Santa Rosa 2do circuito, conectada a través de los S50 y S60.

Además alimenta a dos transformadores de 15/20 MVA para alimentar a 23kV a los primarios de distribución a través de la subestación de distribución, cuyo esquema es de barra simple y salidas radiales.

El esquema también contempla 2 bancos de capacitores el uno con una capacidad de 6.8 KVAR y el segundo con una capacidad de 3.5 KVAR.

Finalmente existe transformación de 23/6.3 kV de un banco trifásico de unidades monofásicas con un total de 4.2 MVA.

A continuación se hace una descripción de los equipos del patio de maniobras, de la sala de tableros y del equipo de protección de la S/E Epiclachima, haciendo un resumen del levantamiento de datos de campo que se muestra en el Anexo 2.

3.1.2 EQUIPO DEL PATIO DE MANIOBRAS

Patio de 46 kV

1.- Disyuntores de 46 kV, 6 unidades.
2.- Seccionadores tipo cuchilla de 46 kV-1200 Amp, 14 unidades.
3.- Transformadores de corriente de 46 kV, asociado a cada disyuntor existen 6 TCs, cantidad 36.
Transformadores de potencial de 46 kV, 15 unidades.

Patio de 23 kV

1.- Disyuntores de 23 kV, ubicados en los alimentadores primarios A, B, C, D, y en la alimentación, 9 unidades.
2.- Seccionadores tipo cuchilla de 23 kV-600 Amp, en el lado de baja del transformador, antes de los bancos de capacitores y en general en el patio de 23 kV. 19 unidades.
3.- Transformadores de corriente, ubicados en los transformadores, en el disyuntor de alimentación, en los bancos de capacitores y en los alimentadores, 30 unidades.
4.- Transformadores de potencial, ubicado en la barra simple de la subestación de distribución, 3 unidades.

Transformación

1.- Transformadores de corriente, ubicados a cada lado de cada transformador, 12 unidades.
Transformador de servicios auxiliares, de 75KVA.

3.1.3 EQUIPO DE LA SALA DE TABLEROS

1.- Panel de control, mando y protección tipo dúplex y consta de 6 cubículos.

2.- Banco de baterías de corriente continua, 125 voltios, consta de 60 unidades, con el respectivo rectificador.

3.- Tableros de corriente alterna y continua para servicios auxiliares de la S/E.

3.1.4 EQUIPO DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN EPICLACHIMA

1) Salida a la subestación Sur: Disyuntores S10 y S20

   a) Protección de Distancia

      Primera zona: Protección Principal para fallas entre fases.

      1 relé de distancia (21)

   b) Protección de respaldo para fallas entre fases.

      3 relés direccionales de sobrecorriente (67)

   c) Protección principal para fallas fase- tierra

      1 relé direccional de sobrecorriente de tierra (67GC)

   d) Protección de respaldo para fallas fase tierra

      1 relé direccional de sobrecorriente de tierra (67G)

2) Salida a S/E # 3: Disyuntores S40 y S50

   Tiene el mismo equipo de protecciones que la salida a S/E Sur.

3) Salida a S/E Santa Rosa circuito 1: Disyuntores S20 y S30

   Tiene el mismo equipo de protecciones que la salida a S/E Sur.

4) Salida a Santa Rosa circuito 2: Disyuntores S50 y S60

   Tiene el mismo equipo de protecciones que la salida a S/E Sur.

5) Barra de 46 kV No.1 : Disyuntores S10 y S40

   a) Protección principal para fallas entre fases

      3 relés direccionales de sobrecorriente (67)

   b) Protección principal para fallas fase-tierra

      1 relé direccional de sobrecorriente (67G)

6) Barra de 46 kV No.1 : Disyuntores S30 y S60

   Tiene el mismo equipo de protecciones que la barra No. 1

7) Transformadores 15/20 MVA – 46/23 kV: Disyuntores S10 y S40

   a) Protección diferencial del transformador

      Relé diferencial (87T)

   b) Protección para fallas a tierra

      1 relé de sobrecorriente (51)

8) Alimentación Principal 23 kV

   a) Protección para fallas a tierra entre fases

      3 relés de sobrecorriente (51)

   b) Protección para fallas fase tierra

      1 relé de sobrecorriente 51G

9) Primarios A,B,C,D,E, y TROLE

   a) Protección para fallas entre fases

      3 relés de sobrecorriente (51)

   b) Protección para fallas fase-tierra

      1 relé de sobrecorriente (51G)

10) Bancos de capacitores

a) Protección para fallas entre fases
   3 relés de sobrecorriente (51)
b) relés 60/61.

3.1.5 OPERACIÓN DEL REGULADOR DE TENSIÓN BAJO CARGA (TAP CHANGER) DE LOS TRANSFORMADORES YORKISHIRE

A continuación se expone el procedimiento para operar los reguladores de tensión bajo carga de los transformadores de fuerza.

1) Antes debe aclararse que bajo el comando de un relé Regulador de Tensión, opera el Regulador del Transformador en forma automática, de acuerdo a las calibraciones que se hayan dado al relé.

2) Para ello el mando del regulador de tensión en el panel del transformador, la manija debe hallarse en posición AUTOMATICA INDEPENDIENTE si trabajo solo el transformador PARALELO si trabajan dos unidades en paralelo.

3) En al panel del regulador o TAP GHANGER, en LOCAL SELECTOR, la manija debe hallarse en la posición REMOTE para girar la manija, primero debe presionar en el punto medio de dicha manija, y allí girar para el lado que se desee.

4) OPERACIÓN LOCAL ELÉCTRICA.- Cuando se desee hacer una operación del regulador en el propio transformador, deberá seguirse los siguientes pasos.

4.1) En el SELECTOR DEL REGULADOR en el panel del transformador, gire la manija hasta la posición MANO.

4.2) En el panel del regulador, en LOCAL SELECTOR, gire la manija hasta la posición local; la operación de la manija es igual a la indicada en al punto 3.

4.3) En el LOCAL CONTROL, accione la manija hacia la posición RAISE, si se desea subir la regulación o el TAP o hacia la posición LOWER si se desea bajar el tap o la regulación.

4.4) Una vez terminada esta operación debe volver a la posición original la manija del LOCAL SELECTOR a REMOTE y la manija del SELECTOR DEL REGULADOR a automática.

5) OPERACIÓN LACAL MANUAL.- Cuando se detecte alguna falla en el sistema de operación automática del regulador de tensión o cuando los taps no quedan cumpliendo el paso exacto, sino que queda a medio paso, puede realizar una operación manual, de acuerdo al procedimiento que se indica.

5.1) Se cumplirán al pie de la letra los pasos indicados en los puntos 4.1 y 4.2

5.2) Introduzca la palanca en el eje del motor, que se halla un poco a la derecha y en la izquierda en otros, para lo cual debe levantar una pletina de seguro hasta que pase la palanca y encaja en el piñón externo.

5.3) Gire la palanca bien en sentido horario si se desea aumentar los taps, debiendo fijar que el accesorio que indica la posición del tap de trabajo, quede exactamente sobre el número que se presente.

5.4) Si el accesorio queda a MEDIO PASO, con la misma palanca girándola, se ubicará este accesorio en el puesto correcto.

5.5) Si se desea bajar el tap, girara la palanca en sentido antihorario.

5.6) Concluida esta operación, extraerá la palanca, levantando la pletina del seguro.

5.7) Repondrá las manijas del LOCAL SELECTOR DEL REGULADOR, a las posiciones para la operación automática.

POR NIIGUN CONCEPTO SE OPERARA O REALIZARA CAMBIO ALGUNO EN EL RELE QUE COMANDA AL REGULADOR DE TENSIÓN

3.1.6. REESTABLECIMIENTO DEL TRANSFORMADOR QUE COMANDA AL REGULADOR DE TENSIÓN

Cuando el interior del tanque del transformador, se produce la formación de burbujas de aire, por diversas causas, que dicho sea de paso esto es peligroso para la integridad del transformador, actúa el BUCHHOLTS o RELÉ DE SOBREPRESIÓN.

El modo de actuar inmediato para evitar mayor daño al transformador es el siguiente:

1) Cuando llegare a sonar la alarma sonora y se enciende la señal luminosa, debe anular la alarma sonora.

2) En el transformador se debe proceder a abrir la válvula de la cañería que se halla al costado derecho del tablero y que tiene la leyenda PRUEBA DE GAS, NUNCA ABRIR LA VÁLVULA con la leyenda de PRUEBA DE DISPARO.

3) Al abrir la válvula, sale aceite y lo mantendrá abierta hasta que salga las burbujas de aire y cuando el chorro de aceite se haga uniforme, es indicio de que no hay mas aire, y cierre la válvula en forma adecuada.

4) Anule la alarma luminosa, anote claramente este hecho y REPORTE INMEDIATAMENTE AL GRUPO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES.

3.1.7 EQUIPO DE MEDICION DE LA SUBESTACIÓN EPICLACHIMA

1) Salida a la subestación Sur: Disyuntores S10 y S20

VARS, W, A, V

2) Salida a S/E # 3: Disyuntores S40 y S50

Tiene el mismo equipo de medición que la salida a S/E Sur.

3) Salida a S/E Santa Rosa circuito 1: Disyuntores S20 y S30

Tiene el mismo equipo de medición que la salida a S/E Sur.

4) Salida a Santa Rosa circuito 2: Disyuntores S50 y S60

Tiene el mismo equipo de medición que la salida a S/E Sur.

5) Barra de 46 kV No2 :

WH, V, A, VAR

6) Barra de 46 kV No.1 : Disyuntores S30 y S60

7) Transformadores 15/20 MVA – 46/23 kV: Disyuntores S10 y S40

WH, WATT, VAR, V, A

8) Alimentación Principal 23 kV

WH, VAR, WATT, V, A

9) Primarios A,B,C,D,E y TROLE

A

10) Bancos de capacitores

A, Fp

Donde:

VAR: Voltamperios Reactivos, A: Amperímetro, W: Vatímetro, V: Voltaje

WH: Vatihorímetro, Fp: Factor de Potencia.

3.3 ADQUISICIÓN DE DATOS [5]

Los datos son tomados de los diferentes componentes del sistema de distribución, por medio de la interfase y a través de la RTU o directamente desde los IEDs, estos son enviados automáticamente, por algún medio de comunicación, y con la ayuda de los sistemas FRONT-END si estos hacen falta, a la estación maestra, la cual esta provista de los recursos computacionales necesarios, para almacenar y depurar esta información.

Existen datos que no se toman automáticamente, sino más bien calculados o ingresados manualmente, por ejemplo si se tiene datos de los valores de MW y MVAR, se calcula se calcula los valores de los MVA.

Los datos a adquirirse del sistema pueden ser de las siguientes clases:

Valores medidos.

Valores de Estado.

Valores de Energía.

3.3.1 ADQUISICIÓN DE DATOS DE VALORES MEDIDOS (SEÑALES ANALÓGICAS)

Entre los principales valores medidos, se encuentran los valores análogos entre los que se tiene: corrientes de carga en líneas y transformadores. Potencia activa y reactiva, voltajes de barra; estos valores se toman de instrumentos de transformación del sistema, por medio de transductores. Estos convierten las salidas de los instrumentos de transformación en voltajes y corrientes DC, que son aceptados por las unidades terminales remotas del sistema SCADA, sus salidas son señales de baja energía proporcionales al voltaje de línea o a la corriente de fase.

Las salidas de los transductores a conversores A/D (Análogo Digitales), que convierten la salida análoga a la forma digital binaria (Proceso que ocurre en las RTU o en los IEDs), para posteriormente ser enviados a la estación maestra.

Entre las funciones principales de la RTU, para la adquisición y tratamiento de datos analógicos medidos están:

a.- Conversión Análoga-Digital, es necesario tener en cuenta la resolución típica de 12 bits.

b.- Selección de tiempo de muestreo, típico de 0.1 a 60 segundos.

c.- Filtrado digital, para suavizar la señal de entrada (eliminar ruidos o falsas lecturas).

d.- Monitoreo de banda muerta, compara el valor actual con el anterior, si la diferencia excede al valor de la banda, el nuevo valor se reporta a la estación central.

e.- Supervisión se 4 límites, es un tratamientos adicional que se le da a los valores analógicos medidos, si el valor de entrada sobrepasa uno de los límites se genera un mensaje a la estación central, informando de la ocurrencia de un evento. Si un valor ha excedido un límite y tiene que regresar a la zona normal tiene que rebasar una histéresis, con el objeto de reducir el número de eventos significativos que se reportan a la estación central, dado que existen 4 límites, existen cuatro zonas de histéresis, (alto: alarma y alerta, bajo: alarma y alerta).

f.- Procesamiento de zona cero, existe una cierta zona donde los valores leídos son considerados como valor cero.

g.- Conversión a unidades de ingeniería, las medidas ingresadas a las RTUs, deben ser convertidas a un sistema decimal, y decodificados o asignándoles una magnitud para ser leídas por los servidores de comunicación, con un formato adecuado, así por ejemplo: Voltios, MVARs, etc.

h.- Registro secuencial de eventos (SOE), permite almacenar información de cambios en el proceso con resoluciones en el orden de los milisegundos. Los eventos registrados pueden ser enviados a la estación central para ser ordenados y presentados en una lista. La función de registro secuencial de eventos, para ser escogida para indicaciones, valores analógicos y digitales medidos.

i.- Post Mortem Review (PMR), cuando ha ocurrido una contingencia o un evento importante, almacena la información en orden cronológico para poder estudiar el comportamiento del sistema. Estos datos son almacenados en un período antes y después de la contingencia, sin importar que violes o no los límites operativos, luego cuando se activa la función PMR los datos son enviados a la estación central.

3.3.2 ADQUISICIÓN DE DATOS DE VALORES DE ESTADO (SEÑALES DIGITALES)

Los valores de estado provienen a típicamente del estado de los disyuntores, seccionadores, reconectadores, señales de alarma, y otra variedad de funciones ON-OFF en el sistema eléctrico, Estos valores se originan de contactos mecánicamente actuados por los aparatos monitoreados y que ingresan a las RTUs o a un concentrador de datos, directamente o a través de los relés de interposición. En ocasiones los valores de estado se derivan directamente de los contactos auxiliares de los equipos.

Normalmente los valores de estado son simples (de 1 bit) y dobles (2 bit). Los valores dobles se usan para disyuntores, seccionadores y otros aparatos de dos estados, en donde un bit representa un contacto cerrado y el otro bit el contacto abierto. De este modo se detecta la presencia de valores falsos, por ejemplo combinaciones 00. Existen también valores de estado de 3 bits, donde el tercer bit indica si ha existido una rápida secuencia cierre-apertura-cierre entre un ciclo de examinación.

Los valores de estado se transmiten cuando ocurre un cambio de estado.

A continuación se presentan las funciones de adquisición de datos de estado de las RTUs:

a.- Registro cíclico interno (Cyclic scanning), detecta el estado de las entradas en forma periódica.

b.- Actualización de la base de datos, cuando se requiere un rearranque de la RTU ante una nueva instalación o actualización desde el centro de control.

c.- Filtrado digital, valida el estado de una indicación después de que se realiza un período de filtrado de la señal debido por ejemplo a ruido.

d.- Captura secuencial de estados, registra mediante el cambio de estados cambios transitorios de los elementos del proceso en su propia base de datos.

e.- Supresión de posiciones intermedias, en el caso de indicaciones dobles puede eliminar el almacenamiento en la base de datos de las posiciones intermedias en el caso de cambios transitorios.

f.- Protección de sobrecarga, si una entrada esta oscilando a altas frecuencias debido a la falla de algún contacto, puede ocasionar que se sature la memoria, el sistema interno detecta esta oscilación, y bloquea hasta que el contacto regrese a su estado normal.

g.- Registro secuencial de eventos (SOE), permite almacenar la información de cambios en el proceso, con resoluciones en el orden de milisegundos. Los eventos registrados, pueden ser enviados a la estación central para ser ordenados y presentados en una lista. La función del registro secuencial de eventos, puede escogerse para indicaciones, valores analógicos y valores digitales medidos.

3.3.3 ADQUISICIÓN DE SEÑALES DIGITALES Y DE CONTADORES

Estas señales son ingresadas como un paquete de ceros y unos, directamente al microprocesador, estás señales sirven para indicar posiciones de taps en transformadores, lecturas de medidores digitales, etc.

Entra las funciones principales de la RTUs para la adquisición y procesamiento de este tipo de señales están:

a.- Selección del tipo de formato de ingreso (BCD o binario) y del intervalo del registro.

b.- Monitoreo de banda muerta.

c.- Actualización de la base de datos de la RTU.

d.- Registro secuencial de eventos.

La lectura de los pulsos de los acumuladores de energía se realiza cuando se termina un período de medición predefinido, instante en que se actualiza automáticamente de la base de datos local, y la información es marcada para transmitirse a la estación central.

Desde la estación central se pueden realizar requerimientos de lecturas intermedias, sin que esto signifique reiniciar requerimientos de lecturas intermedias, sin que esto signifique reiniciar el contador, además, la RTU tiene la

posibilidad de almacenar en forma local los pulsos, o en caso de falla de comunicación.

Entra las principales funciones para la adquisición y tratamiento de esta tipo de señales están:

e.- Registro cíclico interno.

f.- Acumulación de Pulsos y lecturas intermedias y de final de proceso.

g.- Actualización de la base de datos.

3.4 MAGNITUDES Y SEÑALES INVLUCRADAS [5]

Dentro de un sistema SCADA, utilizado para un sistema eléctrico de potencia, las magnitudes que generalmente se toman son voltajes y corrientes que son los valores analógicos que vamos ha adquirir de la subestación.

3.4.1 SEÑALES ANALÓGICAS

3.4.1.1 Voltajes

Se pueden medir los voltajes de barra, y esto a través de transformadores de potencial, en relación al voltaje primario, por ejemplo 6900 V /120-220V. Estos voltajes pueden medirse de acuerdo alas siguientes configuraciones:

- Fase Neutro.
- Entre fases en la conexión delta abierto, siendo esta la mejor, puesto que se utiliza dos transformadores de potencial.

Una vez tomadas estas magnitudes, se las hace pasar por transductores, los cuales a sus salidas proporciona voltajes o corrientes de valores normalizados y proporcionales al valor medido. Estos valores normalizados entran a la RTU, donde se los convierte de análogos a digitales, y una vez procesados se los envía a la Estación Maestra.

3.4.1.2 Corrientes

Esta magnitud se la mide por medio de transformadores de corriente (TCs), y se mide en cada una de las fases. La relación de transformación de los TCs, depende de la corriente que circula por la línea, por ejemplo 50 A / 5 A.

De la misma manera que para la medición de voltajes, estas mediciones van ha los transductores, los cuales a sus salidas proporciona voltajes o corrientes de valores normalizados y proporcional al valor medido. Estos valores normalizados entran a la RTU, donde se los convierte de análogos a digitales, y una vez procesados se los envía a la Estación Maestra.

3.4.1.3 Potencia Activa, Factor de potencia

El calculo de potencia activa, factor de potencia, potencia aparente, etc, se lo hace por medio de los TPs y TCs ya instalados en barras y alimentadores. De manera que siempre se pueda contar con los valores de potencia, habiendo magnitudes que se calculan por medio de software y a partir de la misma información primaria.

Las señales de TCs y TPs, se deben ingresar al transductor respectivo, para que este entregue los valores de corriente y voltaje proporcionales a los dos valores medidos, estos valores se deben calcular para cada alimentador.

3.4.2 SEÑALES DIGITALES

3.4.2.1 Señales ON/OFF

Apertura y cierre de interruptores.- Esta operación se realiza en respuesta de algún mando generado por cualquier medio de control, por ejemplo cuando actúa algún relé de protección, cuando el operador desea ponerlo fuera de servicio; sea cual sea la causa la acción debe registrar el estado del interruptor, si se encuentra abierto o cerrado, generando de esta manera información digital, que se entrega a la RTU o a un concentrador de datos.

Estado de Seccionadores.- la operación de seccionadores, puede realizarse manualmente o por algún medio motorizado, en el segundo caso el control

consiste en encender y apagar el motor, si la operación es manual podremos únicamente sensar su estado.

Puestas a tierra.- Una vez desenergizada la línea es necesario ponerla a tierra, para cualquier maniobra, debe contar con un enclavamiento electromecánico de tal manera que se pueda conectar a tierra, siempre y cuando la línea haya sido desenergizada.

Relés Auxiliares.- Existen relés auxiliares que detectan problemas en las líneas, como por ejemplo cortocircuitos francos, o cortocircuitos a tierra, por fases y fase neutro, relés de sobrecarga. En un transformador existen varios relés auxiliares así, de sobrepresión, bajo nivel de aceite, calentamiento, sobretemperatura, diferencial, etc; toda esta información debe ser tomada en cuenta para hacer el control supervisorio. Todos estos relés actúan directamente sobre el interruptor de potencia.

Esta información se debe recoger mediante dos contactos por cada acción, ya que se considera de suma importancia el estado de estos dispositivos, y evitar información ambigua.

Para la determinación del Hardware se toma en cuenta todos estos detalles y se presenta en tablas para una o varias subestaciones.

3.5 DATOS Y SEÑALES AUXILIARES

Estos datos y señales pueden ser opcionales, sin embargo a continuación se hace referencia e estos.

Voltaje de baterías.- EL banco de baterías alimenta a un equipo UPS, para mantener siempre cargado de energía al dispositivo actuador del interruptor de potencia, se podría medir el voltaje mediante un transductor o activar u contacto para indicar diferentes niveles de voltaje.

Puestas a Tierra.- Puestas a tierra, para mantenimiento, se debe disponer de un contacto indicador de estado, asociado al elemento actuador.

Sensores.- En servicios auxiliares, se puede considerar el transformador de alimentación, y sensar el estado de conexión o no conexión, para saber de la presencia de energía en el mismo, etc.

Frecuencia.- La medición de éste parámetro se la realiza por medio de un transductor.

Voltajes AC.- Estos voltajes corresponden a servicios auxiliares; iluminación, calefacción, conexión del cargador de baterías, conexión del compresor, etc; su valor se puede obtener por medición o por medio de un relé.

Varias de las magnitudes que se indican, son medidas en las subestaciones; dentro del sistema por tanto, se pueden aprovechar los instrumentos de medida instalados.

3.6 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN [14]

En general las subestaciones de distribución, tienen un mismo principio de operación y funcionamiento, por lo cual, a continuación se hace un análisis de los principales elementos presentes en una subestación.

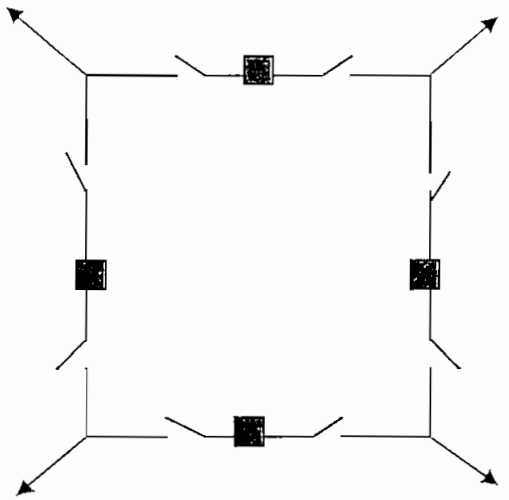
3.6.1 BARRAS

Puntos de convergencia de entrada y salida de energía, a través de las líneas respectivas, para un nivel de voltaje establecido.

Para el caso de la Subestación Epiclachima, sabemos y como se describió al inicio de este capítulo es una subestación de distribución y seccionamiento con una configuración de doble barra formando anillo con un esquema de operación y

protección de disyuntor y medio, por lo que a continuación se hace un análisis general de la configuración en anillo y de la operación de disyuntor y medio.

3.6.1.1 Diagrama de Anillo

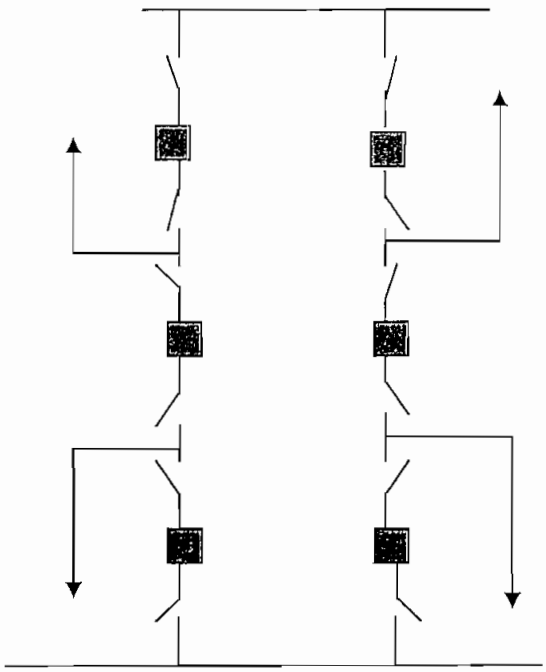


3.6.1.1.1 Características

Es un esquema muy confiable y maniobrable, que permite el mantenimiento sin interrumpir el servicio; en el caso de una falla en una posición no afecta la continuidad del servicio, el equipamiento para este diagrama es igual al de barra simple. Puesto que todo el esquema conforma la barra, la carga de todos los disyuntores es igual a la carga del mayor alimentador.

En este tipo de diagrama se recomienda un máximo de 6 posiciones.

3.6.1.2 Doble Barra con Disyuntor y Medio



3.6.1.2.1 Características

Este esquema permite mantener el servicio en la S/E aún estando fuera un disyuntor sea por falla de éste o por mantenimiento, así hay una falla en una posición no influye en el esquema con una falla en una barra tampoco se suspende el servicio.

Puesto que la operación

3.6.2 SECCIONADORES

Existen los siguientes tipos:

Seccionadores con enclavamiento a tierra con la apertura, utilizados para poner las líneas sin energía a tierra en caso de mantenimiento.

Seccionadores simples, de cuchilla, operan sin carga.

Seccionadores tipo fusible, pueden operar bajo carga de acuerdo a su magnitud.

3.6.3 INTERRUPTORES

Entre los más conocidos se pueden citar los siguientes:

Tipo SF6, Oil Circuit Breaker (OCB), Vacum Circuit Braker (VCB), solplo magnético son interruptores de potencia para operación bajo carga y accionados neumáticamente a través de un resorte de disparo.

Automático Extraíbles (Draw Aut)

Reconectadores, que luego de una apertura por sobrecarga, el interruptor vuelve a conectarse, para una corriente mayor de apertura por sobrecarga.

La operación de estos interruptores se puede realizar manual o automáticamente, en forma manual según los requerimientos, y en forma automática, en respuesta a alguna falla ocurrida en las líneas de transmisión, estas pueden ser: sobrecorriente, baja frecuencia, etc; las fallas son notificadas por relés, los mismos que hacen actuar al interruptor.

3.6.4 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Pueden ser elevadores o reductores, protegidos, mediante diferentes tipos de relés de acuerdo a su función.

3.6.5 TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Son transformadores de potencias bajas, considerados como transformadores de señal, y son:

- Transformadores de Potencial (TP), con un valor de voltaje secundario, generalmente variable entre 120 V y 240V.
- Transformadores de Corriente (TC), con relaciones de transformación en general de 600/5, 100/5, etc.

Los instrumentos de medida tales como, voltímetros, contadores de energía, están representados mediante un módulo de medida MM.

Los transformadores de medida se los puede utilizar tanto para medición como para protección, siendo su principal diferencia la exactitud que manejan, así los

transformadores de medida para protección tienen mayor exactitud que los utilizados para medición.

Debido a la importancia que tienen los equipos de medición en los sistemas eléctricos a continuación se muestran algunas tablas que contienen los límites permisibles de error tanto para medición como para protección, además de los Burdens Estándar.

Class	0.9 to 1.1 times rated voltage 0.25 to 1 times rated burden at unity power factor.	
	Voltaje error (per cent)	Phase error (minutes)
A	+- 0.5	+- 20
B	+- 1.0	+-30
C	+- 2.0	+-60

Tabla 3. Limites de Error para transformadores de potencial de medida

Referencia: Norma BS3941-1965

Class	0.25 to 1.0 times rated burden at unity power factor			
	0.5 to 0.9 times rated primary voltage		1.1 to V_f times rated primary voltage	
	Voltage error (per cent)	Phase error (minutes)	Voltage error (per cent)	Phase error (minutes)
E	+-3	+-120	+-3	+-120
F	+-5	+-250	+-10	+-300

Tabla 4. Limites adicionales para transformador de potencial de protección

Referencia: Norma BS3941-1965

Standar Burdens			Characteristics on 120 Volt Basis			Characteristics on 69.3 Volt Basis		
Designation	Volt-Amperes	Power Factor	Resistente Ohms	Inductance Henrys	Impedance Ohms	Resistance Ohms	Inductance Henrys	Impedance Ohms
W	12.5	0.10	115.2	3.042	1152	38.4	1.014	384
X	25	0.70	403.2	1.092	576	134.4	0.364	192
Y	75	0.85	163.2	0.208	192	54.4	0.0894	64
Z	200	0.85	61.2	0.101	72	20.4	0.0336	24
ZZ	400	0.85	30.6	0.0504	36	10.2	0.0108	12

Tabla 5. Burdens Standar para transformadores de potencial

Referencia: Norma ANSI C57.13

Metering Accuracy Classes	Limits of Transformer Correction factor				Limits of power Factor of metered power load
	100% Rated Current		10% Rated Current		
	Min	Max	Min	Max	
0.3	0.997	1.003	0.994	1.000	0.6 – 1.0
0.6	0.994	1.006	0.988	1.012	0.6 – 1.0
1.2	0.988	1.012	0.976	1.024	0.6 – 1.0

Tabla 6. Clases de precisión y límites de factores de corrección para transformadores de corriente

Referencia: Norma ANSI C57.13

Standar Burden Designation	Characteristics		Characteristics for 60 Hertz and Ampere Secondary Current		
	Resistance Ohms	Inductance Millihenrys	Impedance Ohms	Volt-Amperes	Power Factor
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

Tabla 7. Burdens standar para transformadores de corriente

Referencia: Norma ANSI C57.13

3.7 REQUERIMIENTOS DE ADQUISICION DE DATOS DE LA SUBESTACION EPICLACHIMA

A continuación se presentan los requerimientos particulares, los valores presentados son mínimos, ya que para el diseño se debe considerar un margen del 20% de recursos de reserva o para el caso de futuras expansiones.

Para determinar los requerimientos del hardware necesario para la subestación, se debe considerar todos los dispositivos generadores potenciales de datos, además de todos los valores analógicos indispensables para su medida.

Valores Medidos				
BARRA	MAGNITUD	Fases/ No. Medidas	OBSERVACIONES	MEDIDAS TOTALES
46 kV	Voltaje	3	EXISTEN 5 GRUPOS DE TPs DE 3	15
23 kV	Voltaje	3	EXISTEN 5 GRUPOS DE TPs DE 3	15
VOLTAJE SERV. AUXILIARES	Voltaje	3	1 GRUPO PARA LAS 3 FASES	4
VOLTAJE C.C. GENEREAL	Voltaje	2	1 GRUPO PARA + Y -	2
ALIMENTADORES				
23 kV				
A	Corriente	3		3
B	Corriente	3		3
C	Corriente	3		3
D	Corriente	3		3
E	Corriente	3		3
TROLE	Corriente	3		3
BANCO DE CAPCITORES 1	Corriente	3		3
BANCO DE CAPCITORES 2	Corriente	3		3
46 kV				
Santa Rosa 1	Corriente	3		3
Santa Rosa 2	Corriente	3		3
S/E No 3	Corriente	3		3
S/E Sur	Corriente	3		3
Temperatura de Bobinados*2	Temperatura	2		4
Nivel de aceite	Volumen	2		2
	Frecuencia (F)	2		2
			MAGNITUDES TOTALES	80

Tabla 8. Se muestran todos los valores analógicos que van ha ser adquiridos de la Subestación Epiclachima.

VALORES MEDIDOS				
DISPOSITIVO No	TIPO	No cont. x DISPO.	DENOMINACIÓN	TOTAL
Patio de 46 kV				
INTERRUPTORES*6		10	S10,S20,S30,S40, S50,S60	60
SECCIONADORES ADYA-CENTES A LOS INTERRUP.*12		2	S14,S18,S24, S28,S34,S38 S44,S48,S54,S58,S64,S68	24
SECCIONADORES DE LINEA*4		2	L13,L23,L33,L43	8
SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA*4		2	L11,L21,L31,L41	8
SECCIONADORES DE ENTRA-DA AL TRAFO*2		2		4
Alarmas				
Santa Rosa Línea No.1		6		6
Santa Rosa Línea No.2		8		6
S/E Sur		8		8
S/E No. 3		8		8
Transformación				
TRANSFORMADORES DE PO-TENCIA*2		10		20
Ventiladores de trafo*2		2		4
Alarmas				
TRANSFORMADORES DE PO-TENCIA*2		10	10 TIPOS DE ALARMAS POR/C TRAFO	20
Patio de 23 kV				
SECCIONADORES DE SALIDA DE LOS TRAFOS DE POT.*2		2		4
SECCIONADOR BY PASS		2		2
INTERRUPTOR DE ALIMENTA-CION		1		2
INTERRUPTORES DE LOS ALI-MENTADORES*8		2		16
SECCIONADORES DE LOS ALIMENTADORES*16		2		32
SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA DE BCOS. DE CAPA-CITORES*2		2		4
LTC*2		2		4
Alarmas				
Primarios A,B,C,D,E,Trole		2		12
Banco de Condensadores*2		2		4
			CONTACTOS TOTALES	256

Tabla 9. Se muestran todos los valores digitales que van ha ser adquiridos de la Subestación Epiclachima

CONTROL				
DISPOSITIVO No	TIPO	DENOMINACION	FUNCION	TOTAL
46 kV				
Seccionadores de línea*4	cuchilla/tierra	L11,L21,L31,L41	Apertura y cierre sin carga y puesta a tierra	8
Seccionadores de línea*4	cuchilla	L13,L23,L33,L43	Apertura y cierre sin carga	8
Interruptores*6		S10,S20,S30,S40, S50,S60	Apertura y cierre bajo carga	12
Seccionadores adyacentes a los interruptores*12		S14,S18,S24, S28,S34,S38 S44,S48,S54,S58,S64,S68	Apertura y cierre sin carga	24
Seccionadores de entrada a los trafos de potencia*2	cuchilla		Apertura y cierre sin carga	4
23 kV				
Seccionadores de salida de los trafos de potencia*2	cuchilla		Apertura y cierre sin carga	4
Seccionador By Pass	cuchilla		Apertura y cierre sin carga	2
Interruptor de alimentación			Apertura y cierre bajo carga	2
Seccionadores de alimentadores*6	cuchilla		Apertura y cierre sin carga	12
Interruptores de alimentadores*6			Apertura y cierre bajo carga	12
Seccionadores de bancos de capacitores*2	cuchilla		Apertura y cierre sin carga	4
Seccionadores de bancos de capacitores*2	cuchilla/tierra		Apertura y cierre sin carga y puesta a tierra	4
Interruptores de bancos de capacitores*2			Apertura y cierre bajo carga	4
LTC Y POSICION*2				6
VENTILADORES				4
			SALIDAS TOALES	110

Tabla 10. Se muestran una lista de los dispositivos sobre los cuales se va ha realizar el control en la Subestación Epiclachima

En esta parte hace falta hacer una acotación con respecto a la cantidad de datos que se van adquirir, y se puede decir que podemos partir del análisis de dos situaciones, una si la subestación de la cual vamos ha adquirir los datos es atendida es decir tiene operadores a tiempo completo o si la subestación es no atendida en cuyo caso no existe operadores en la subestación la mayoría del tiempo.

Así para el caso de una subestación no atendida es necesario adquirir un mayor numero de datos debido a que, como no existe un operador en la subestación, el operador en el centro de control debe tener acceso a un mayor número de parámetros de medición y control con la finalidad de atender cualquier novedad en la subestación vía remota, a diferencia de una subestación atendida, en la que el operador en centro de control necesita un menor numero de parámetros de medición y control debido a que ciertas operaciones o mediciones pueden ser realizadas por el operador de la subestación.

Por lo que al momento de hacer la adquisición de datos, se debe tomar en cuenta la cantidad de información en cada una de las dos situaciones planteadas, con el fin de que las redes de comunicación a implementarse soporten el flujo de datos y cumplan con los requerimientos de velocidad de transmisión, para así obtener actualizaciones de pantalla (en el interfase de usuario) en tiempos aceptables.

3.8 INTERBLOQUEOS [14]

En el momento que se requiera programar el software de automatización para una subestación se debe tener en consideración las condiciones particulares del sistema que se va he automatizar, así los interbloqueos de seccionadores, de disyuntores, también existen respaldos que aseguran una correcta maniobra en caso de falla.

A continuación se lista en detalle todos los bloqueos necesarios para un correcto funcionamiento de la subestación.

- **Seccionadores de Transformadores (46kV y 23 kV)**

Para abrir o cerrar

Abiertos los seccionadores de barra S44 y S14.

Abierto la alimentación en 23kV.

Abierto el seccionador By – Pass.

- **Seccionadores de las líneas de transmisión (46 kV)**

Para abrir o cerrar L43	Abiertos los seccionadores S64 y S58
	Respaldos S68, S54
Para abrir o cerrar L33	Abiertos los seccionadores S54 y S48
	Respaldos S58, S44
Para abrir o cerrar L23	Abiertos los seccionadores S34 y S28
	Respaldos S24, S38
Para abrir o cerrar L13	Abiertos los seccionadores S24 y S18
	Respaldos S28, S14

- **Seccionadores a tierra de la líneas de transmisión (46kV)**

Para abrir o cerrar L41	Abierto L43
Para abrir o cerrar L31	Abierto L33
Para abrir o cerrar L21	Abierto L23
Para abrir o cerrar L11	Abierto L13

- **Seccionadores adyacentes a los disyuntores (46kV)**

Para abrir o cerrar S68, S64	Abierto S60
Para abrir o cerrar S58, S54	Abierto S50
Para abrir o cerrar S48, S44	Abierto S40
Para abrir o cerrar S38, S34	Abierto S30
Para abrir o cerrar S28, S24	Abierto S20
Para abrir o cerrar S18, S14	Abierto S10

- **Seccionador By – Pass**

Para cerrar	Cerrado disyuntor de alimentación.
	Cerrados seccionadores de los alimentadores

- **Seccionadores de Alimentadores**

Para poder abrir o cerrar estos seccionadores tiene que estar abierto su disyuntor asociado.

- **Seccionadores a tierra de los bancos de capacitores**

Para cerrar ST2	Abierto disyuntor D2
	Abierto seccionador S2
Para cerrar ST3	Abierto disyuntor D3
	Abierto seccionador S3

- **Disyuntores en general**

La apertura de un disyuntor se puede dar por algunos tipos de falla, por lo que en general no tiene ninguna condición, pero para cerrar cualquier disyuntor se debe haber cerrado primero el o los seccionadores asociados al disyuntor.

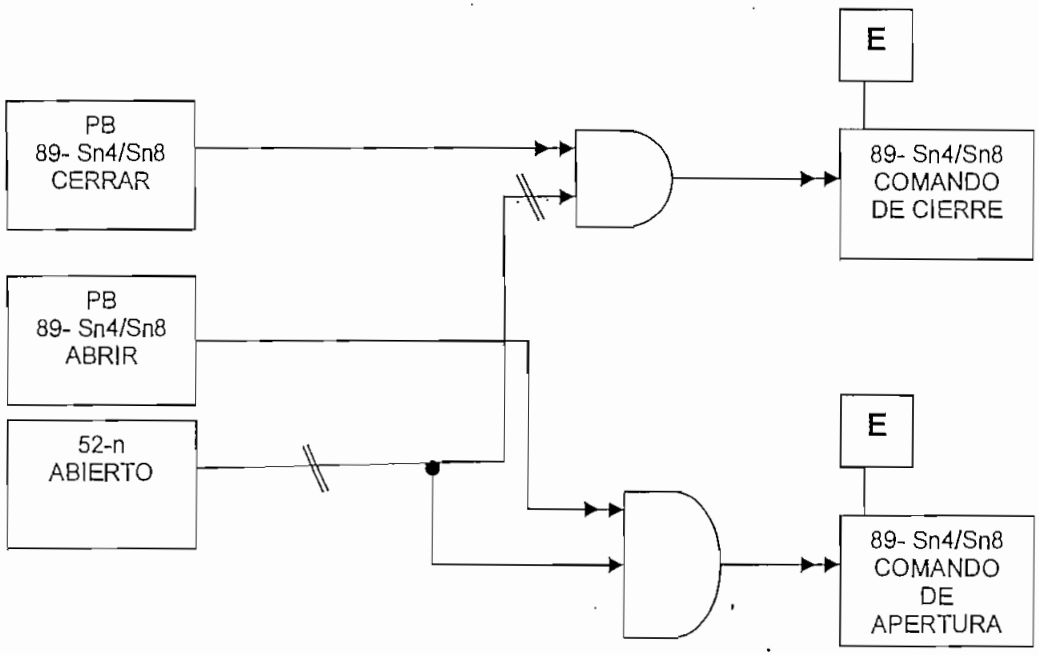
3.9 DIAGRAMAS LÓGICOS DE CONTROL [7]

En la siguiente sección se muestran los diagramas lógicos de control, estos diagramas nos dan la idea de cómo se debe hacer el control de los diferentes equipos de corte, seccionamiento y del intercambiador de tap bajo carga de la subestación.

3.9.1 CONTROL DE SECCIONADORES

3.9.1.1 Seccionadores 89-n4/n8 (Aisladores de Disyuntores)

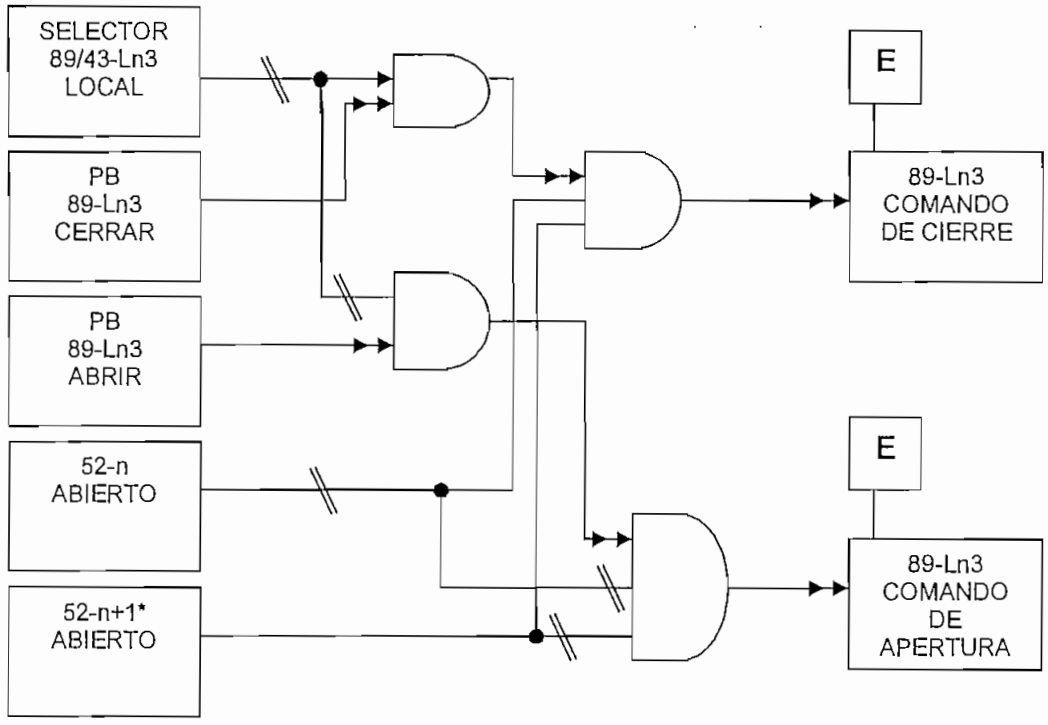
ESQUEMA 1



3.9.1.2 Seccionadores 89-Ln3 (Aislador de Línea)

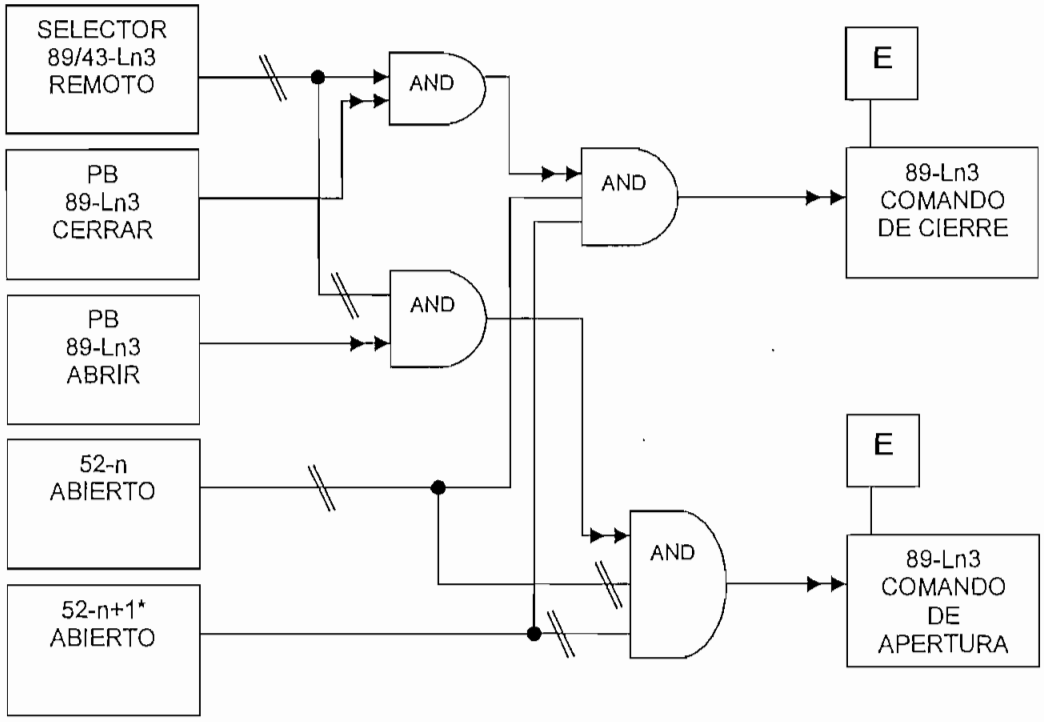
3.9.1.2.1 En el equipo

ESQUEMA 2



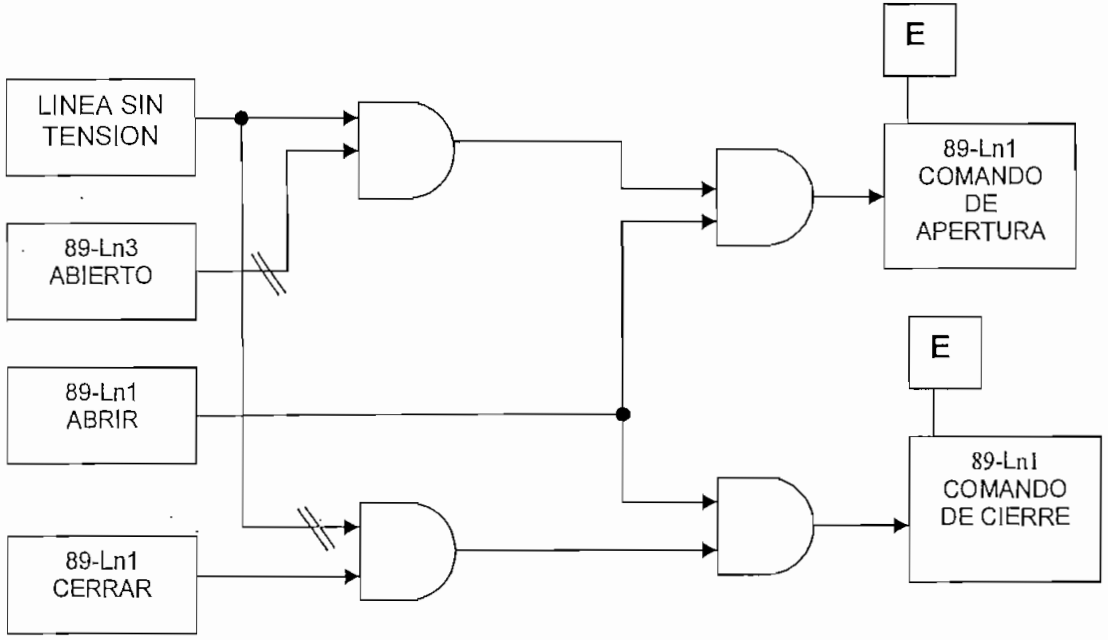
3.9.1.2.2 En el cuarto de control o desde el centro de control

ESQUEMA 3



3.9.1.3 Seccionadores 89-Ln1 (Puesta a Tierra)

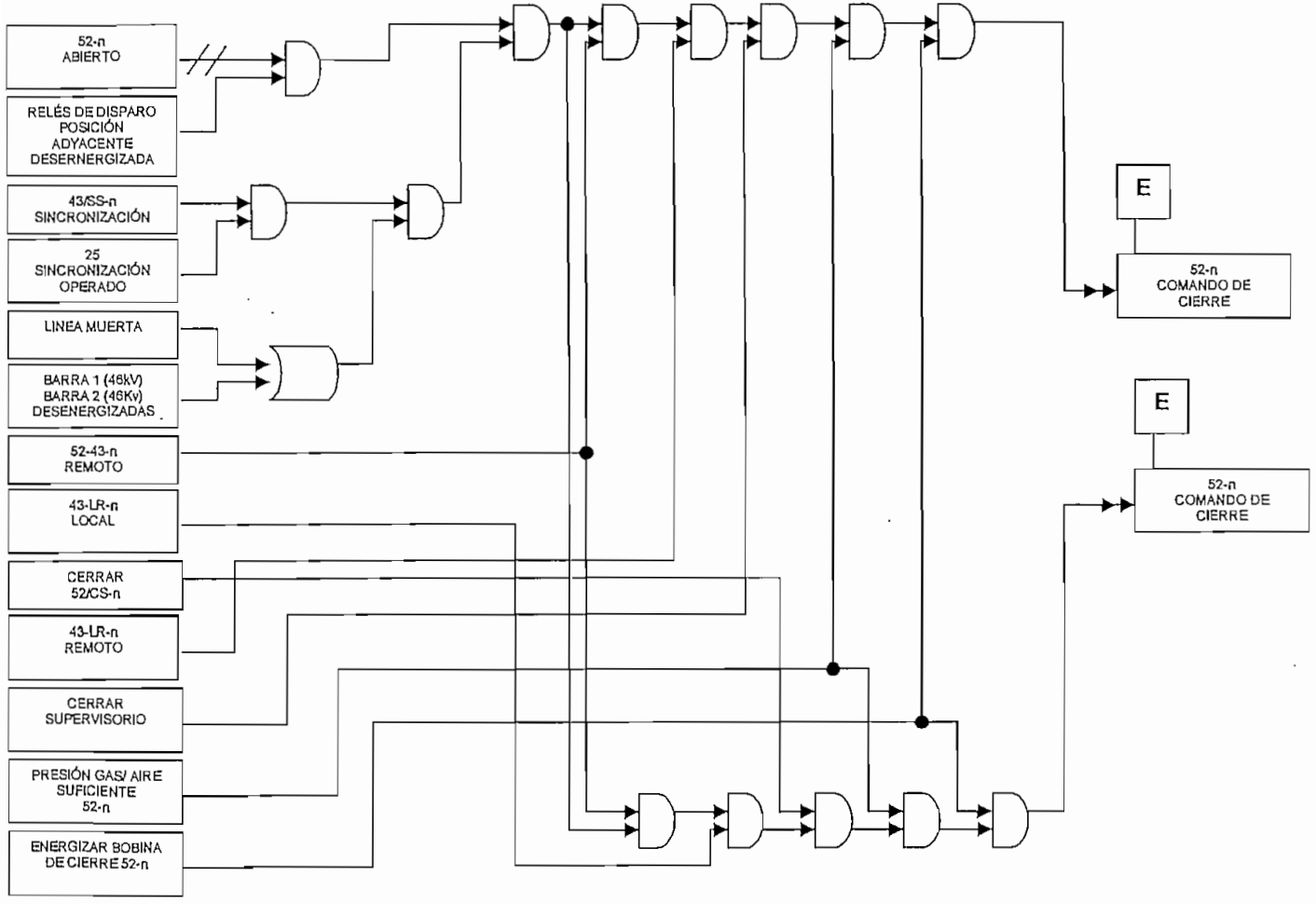
ESQUEMA 4



3.9.2 CONTROL DE DISYUNTORES DE LÍNEA (52-N)

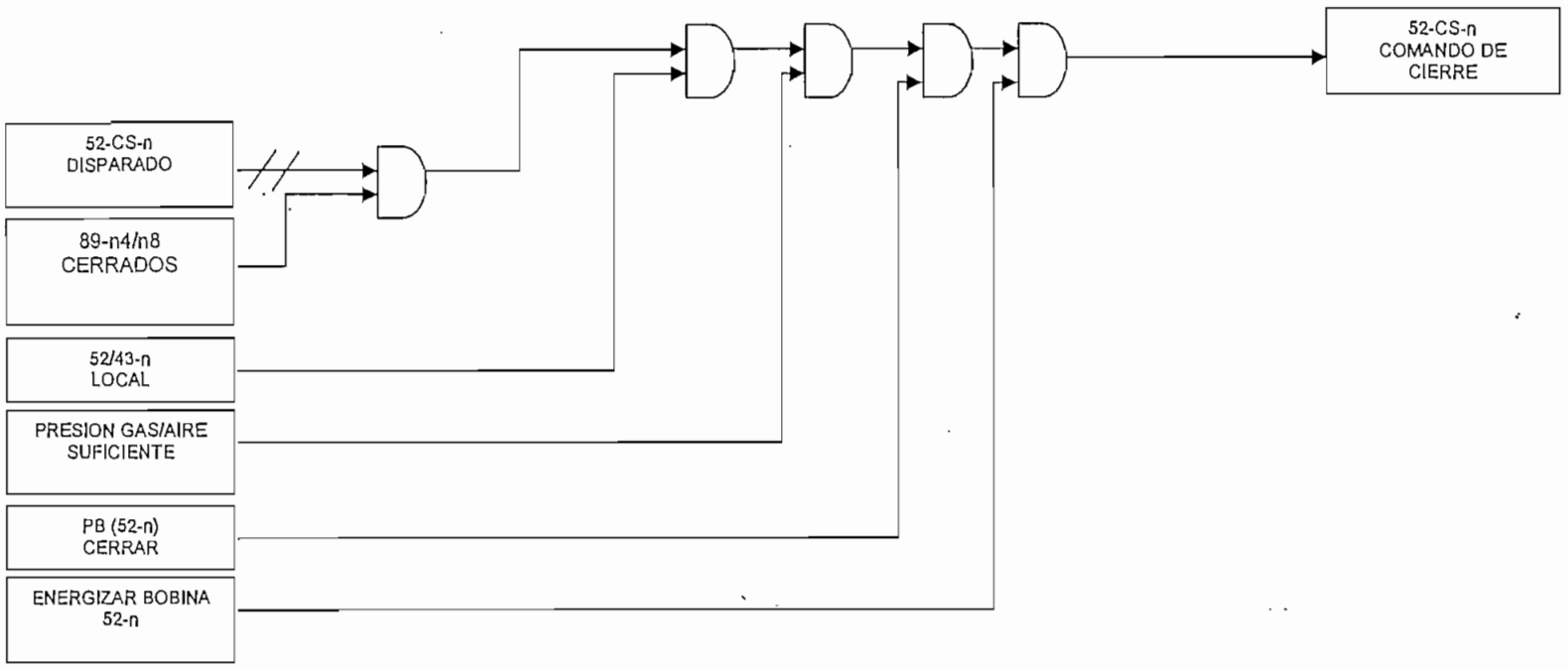
3.9.2.1 Cierre de disyuntor (desde el cuarto de control)

ESQUEMA 5



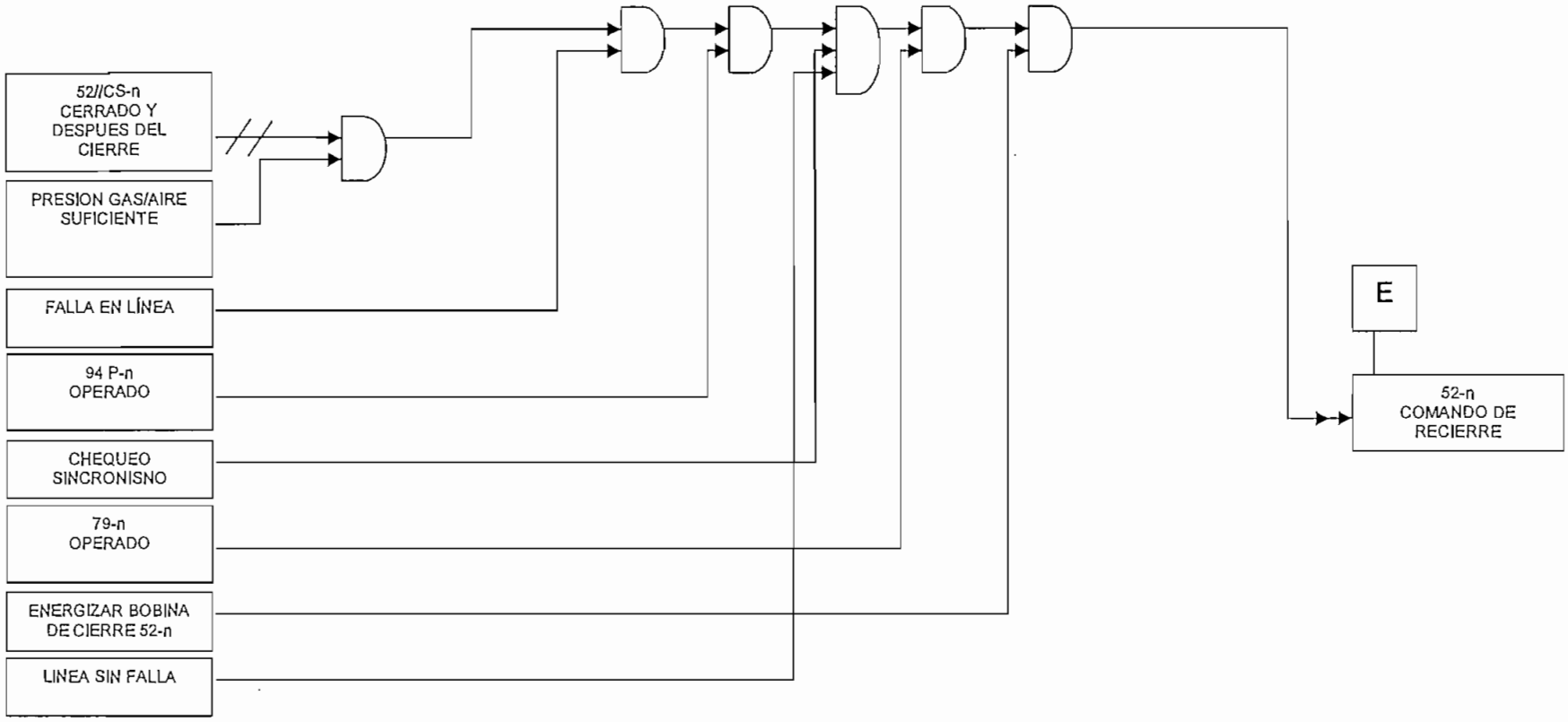
3.9.2.1 Cierre de disyuntor (desde el patio)

ESQUEMA 6

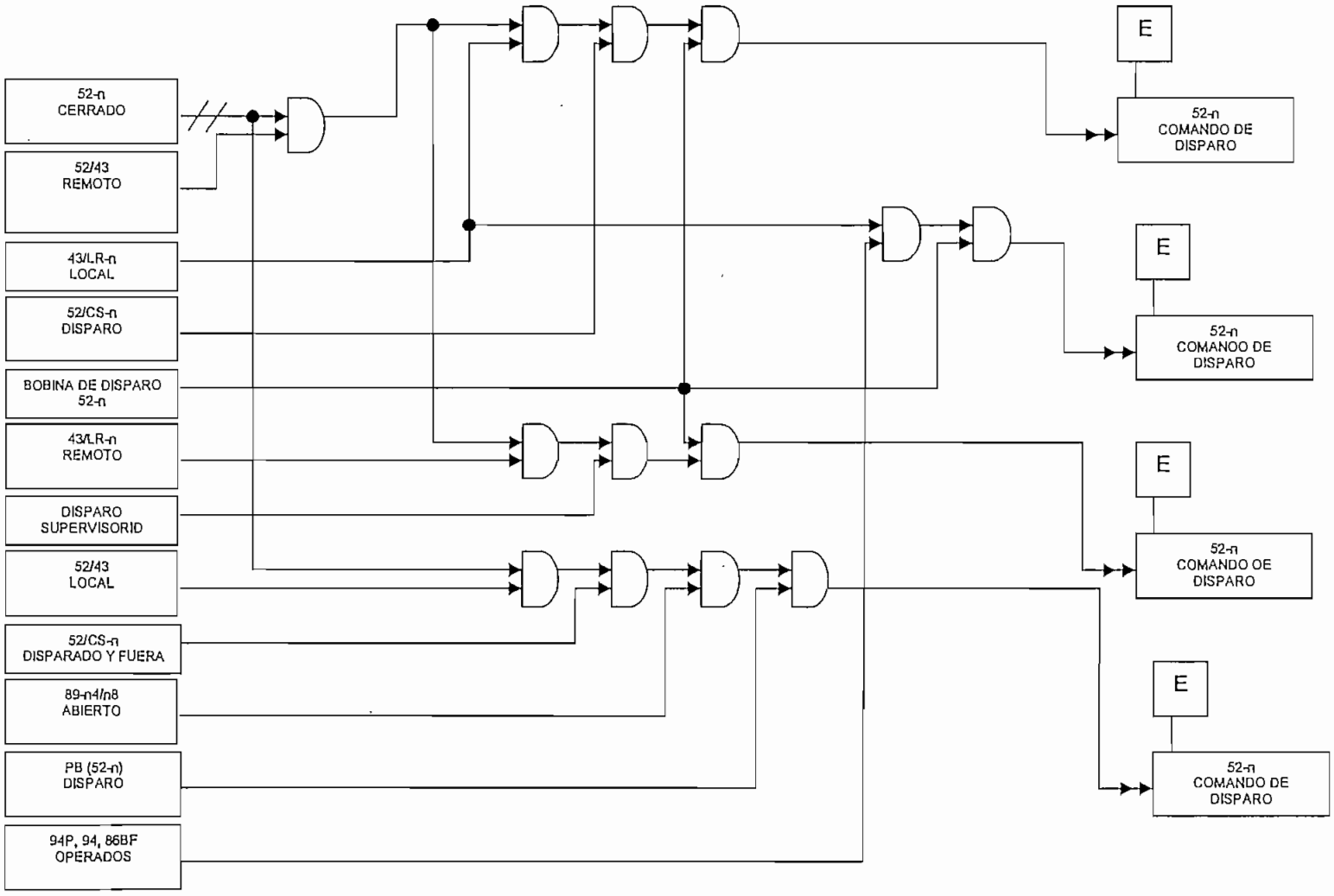


3.9.2.1 Recierre de disyuntor

ESQUEMA 7



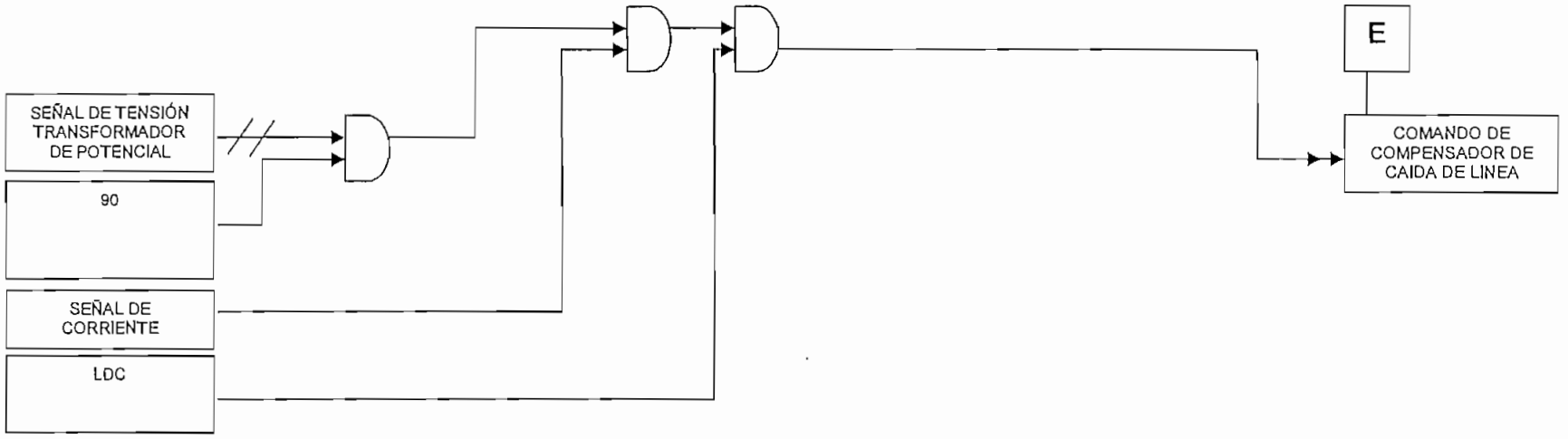
3.9.1.2 Disparo de disyuntor de línea ESQUEMA 8



3.9.3 CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA (SEÑALES DE TENSIÓN Y CORRIENTE)

3.9.3.1 Señales de tensión y corriente

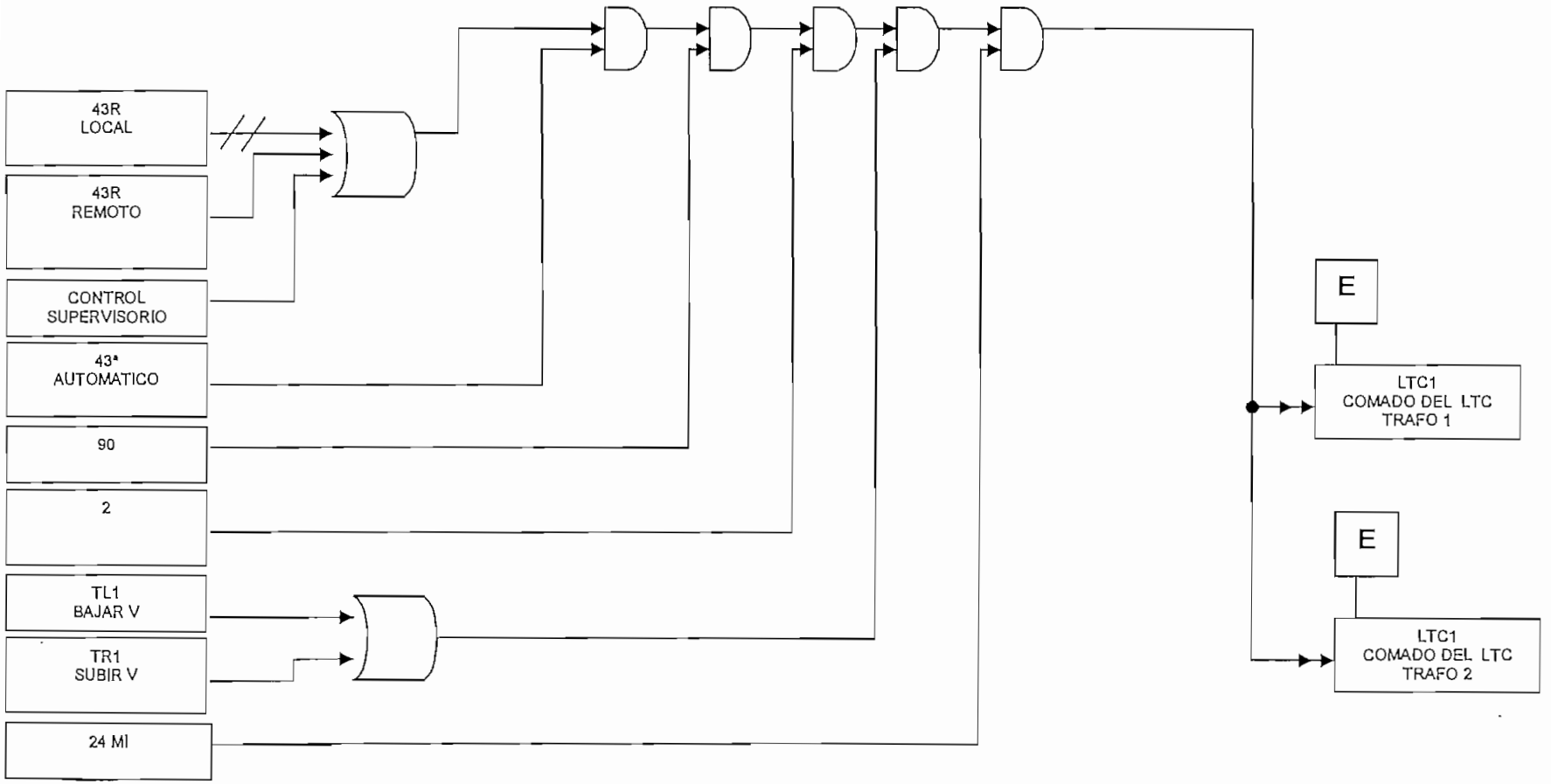
ESQUEMA 9



3.9.3.2 Operación del cambiador de tomas bajo carga

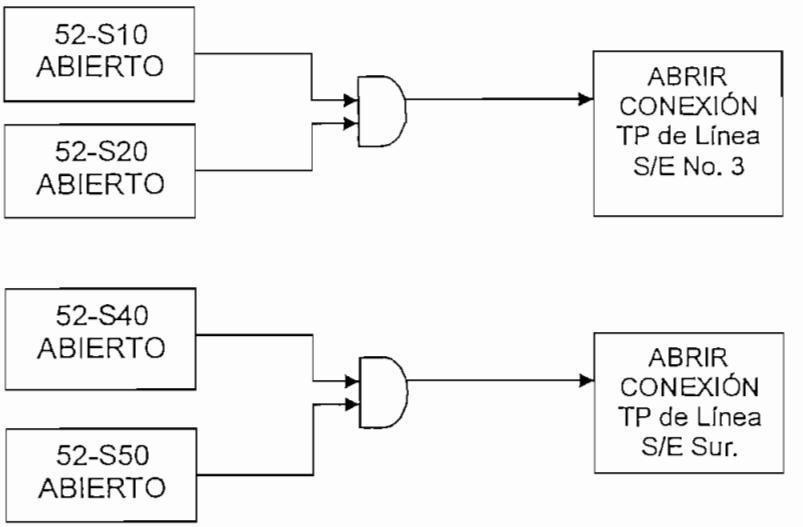
3.9.3.2.1 Diagrama Lógico del cambiador de tomas para transformador T1

ESQUEMA 10

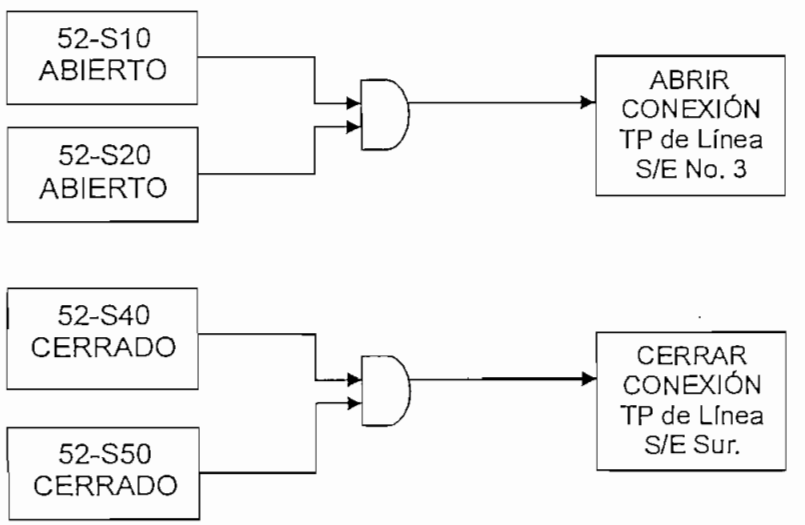


3.9.3.3 Auxiliar de sincronización

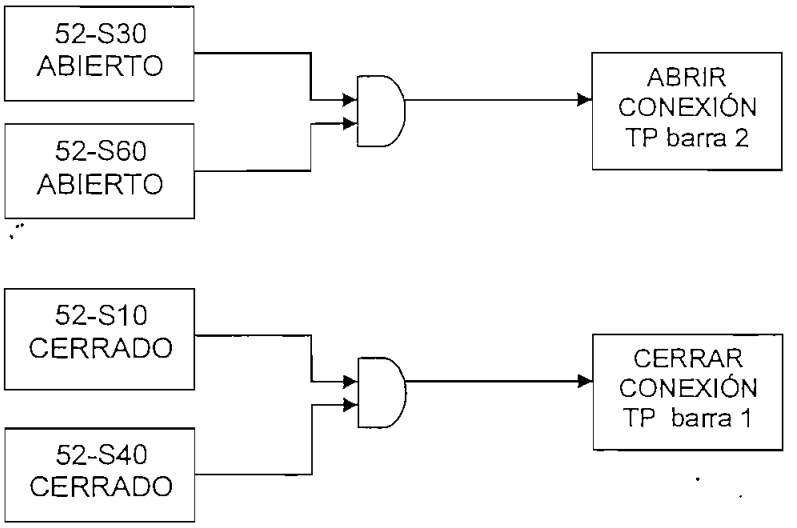
3.9.3.3.1 Línea Desenergizada – Línea Desenergizada (Ejemplo: Línea S/E No.3 – Línea S/E Sur)



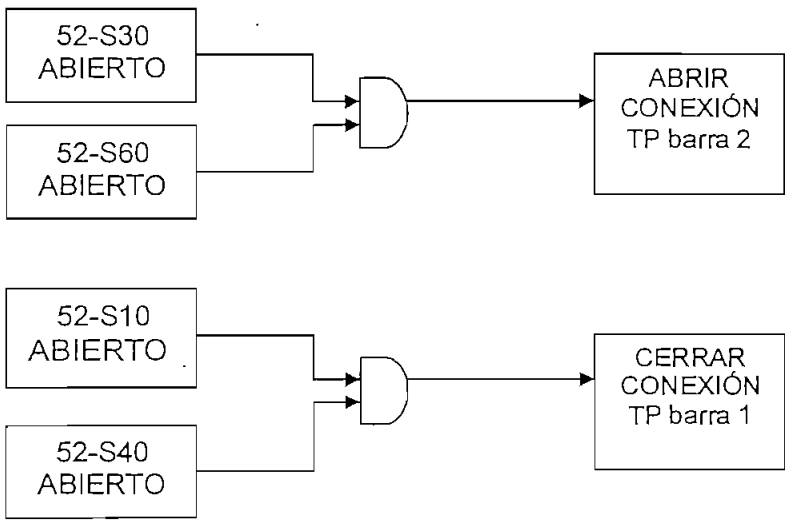
3.9.3.3.2 Línea Desenergizada – Línea Energizada (Ejemplo: Línea S/E No.3 – Línea S/E Sur)



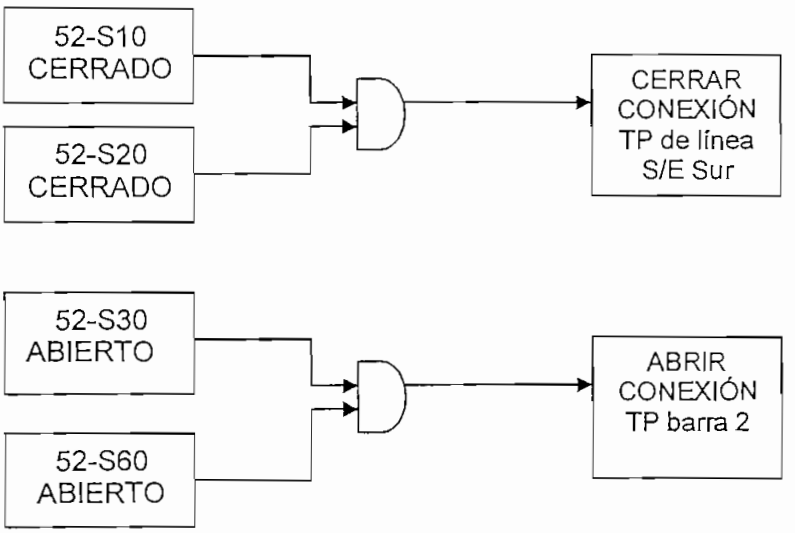
3.9.3.3.3 Barra Energizada – Barra Muerta (Ejemplo: Barra 2 – Barra 1)



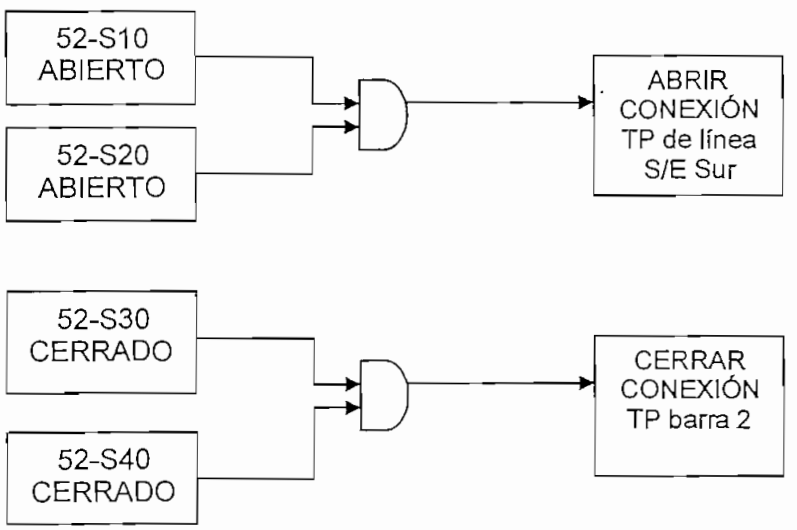
3.9.3.3.4 Barra desenergizada – Barra desenergizada (Ejemplo: Barra 2 – Barra1)



3.9.3.3.5 Barra desenergizada – Línea Energizada (Ejemplo: Barra 2 – Línea S/E Sur)



3.9.3.3.6 Barra Energizada – Línea desenergizada (Ejemplo: Barra 2 – Línea S/E Sur)



3.9.4 LISTA DE ABREVIACIONES Y SÍMBOLOS UTILIZADOS EN LOS DIAGRAMAS LÓGICOS

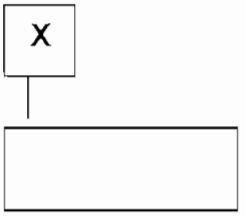
SIMBOLO	DESCRIPCIÓN
PB	Pulsador
89-Sn4/Sn8	Seccionadores aisladores de disyuntor número n
52-n	Disyuntor número n
89/43-Ln3	Switch selector (local remoto) de seccionador aislador de circuito
89-Ln3	Seccionador aislador de circuito
52-n+1*	Disyuntor asociado de acuerdo a la operación de disyuntor y medio
89/Ln1	Cuchilla de puesta a tierra de línea
43/SS-n	Switch selector para sincronización
25	Relé de chequeo de sincronismo
52/43-n	Switch selector (local remoto) de disyuntor, ubicado en el equipo
52/CS-n	Switch selector de disyuntor ubicado en lo paneles del cuarto de control
89/43-nm	Switch selector (local remoto) de seccionador nm ubicado en el equipo
43/LR-n	Switch selector para el control de disyuntor desde el cuarto de control de la subestación (local) o desde un centro de despacho externo (remoto)
89/cs-nm	Switch selector de seccionador nm ubicado en los paneles del cuarto de control
94P-n	Relé de disparo de alta velocidad de protección primaria
94-n	Relé de disparo de alta velocidad de protección secundaria
86 –Tn	Relé de disparo y bloqueo de la posición del transformador
86 - BF	Relé de disparo y bloqueo de la protección de disyuntor

SIMBOLO	DESCRIPCIÓN
LTC	Cambiadores de tomas bajo carga
LDC	Compensador de caída de línea
90	Relé de regulación de voltaje
2	Relé temporizador para el de regulación de voltaje
43A	Switch para control automático/manual del LTC
43R	Switch para control local/remoto del LTC
T-24L/R	Switch para control manual bajar/subir del LTC
24M	Accionamiento del mecanismo del cambiador de tomas
TL1	Relé auxiliar para bajar en el transformador T1
TR1	Relé auxiliar para subir en el transformador T1
TL2	Relé auxiliar para bajar en el transformador T2
TR2	Relé auxiliar para subir en el transformador T2

Tabla 6. Abreviaciones

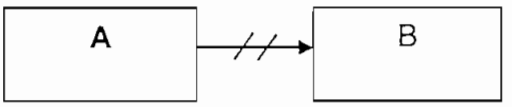
3.9.5 SÍMBOLOS UTILIZADOS

Acción

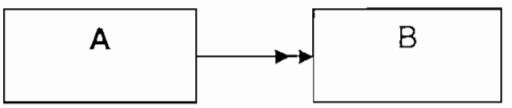


Acción que Causa:
S: Señalización
A: Alarma
E: Condición de Estado

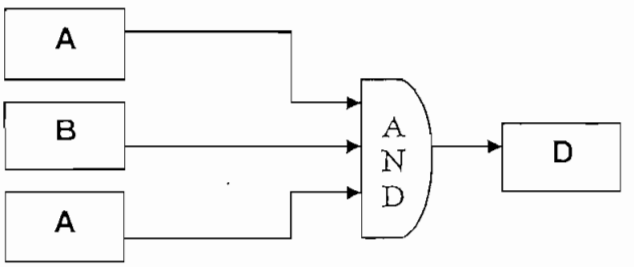
La acción "B" se efectúa después de que la Acción "A" ha sido completada Manualmente no hay interbloqueo



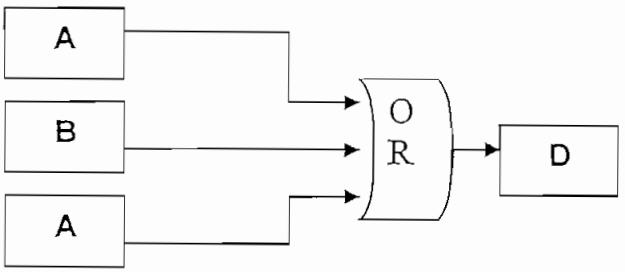
La acción puede ser efectuada solamente Después que la acción "A" ha sido Completada. Hay interbloqueo en la Acción "A"



La acción "B" tiene lugar automaticamente después de que la acción "A" ha sido completada.



La acción "D" puede ser efectuada después que todas las operaciones "A, B, C...N" han sido completadas.



La acción "D" puede ser efetuada si una de las o-peraciones "A, B, C...N" ha sido completada.

CAPITULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO

En los capítulos anteriores se analizó la factibilidad técnica de implementar un sistema de automatización, y se escogió un sistema con el que se puede lograr un alto grado de disponibilidad y además contar con un sistema abierto a nuevas adecuaciones tanto del fabricante del equipo como de otros fabricantes, gracias a la variedad de protocolos de comunicación disponibles para cada nivel.

En el presente capítulo se evalúa la factibilidad económica de este proyecto, y esto mediante los siguientes métodos de evaluación financieros:

Beneficio/Costo, este método consiste en la cuantificación de los costos y los beneficios que generara el presente proyecto y a continuación se hace la relación beneficio/costo.

Tasa Interna de Retorno (TIR), es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado que consiste en encontrar la tasa de interés que permita al final de la duración del proyecto únicamente recuperar los gastos de inversión.

Período de Recuperación de Capital (PR), determina el plazo de recuperación de una inversión.

Valor Actual Neto (VAN), Determina la rentabilidad sobre la base del tiempo.

4.1 INDICES ECONOMICOS A CONSIDERARSE EN LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO

4.1.1 LA RELACIÓN BENEFICIO COSTO [19]

Un método de aplicación general para la toma de decisiones sobre un proyecto utiliza la llamada relación Beneficio / Costo

Esta relación puede expresarse como:

$$BC = \frac{Beneficios}{Costos}$$

Donde BC: es la relación Beneficio Costo

Beneficios: Corresponden a los ingresos que produce el proyecto traídos a valor presente.

Costos: Corresponden a los egresos o gastos para la operación del proyecto en el tiempo esperado, traídos a valor presente.

Un proyecto resulta atractivo financieramente cuando los beneficios derivados de su implementación exceden a los costos generados para su funcionamiento. Por lo tanto el primer paso de esta metodología de evaluación consiste en, determinar los beneficios, así como los costos generados.

Siempre existirán al menos dos alternativas a considerarse en la ejecución de un proyecto, la una será la ejecución del proyecto (cuando no existen más alternativas), y la otra la de no hacer el proyecto. La metodología de la evaluación beneficio / costo; no solo que ayuda a la evaluación de estas dos posibilidades, si no que da una estimación de que tan rentable es el proyecto, radicando allí la importancia de este método.

La comparación entre estos dos términos tiene que realizarse dentro de las mismas unidades monetarias, y considerando un determinado instante de tiempo, por lo cual requiere de ciertos criterios económicos a considerar para la reducción de unidades monetarias en el tiempo, las cuales citamos a continuación.

4.1.2 FACTOR VALOR PRESENTE [19]

Este factor permite determinar el valor presente P de una cantidad futura F, después de n años, a una taza de interés i.

$$P = F\left(\frac{1}{(1+i)^n}\right)$$

P= Valor presente.
F= Valor al año n o valor futuro.
I= tasa de interés.

Tasa de interés i o tasa de crecimiento de capital, es la tasa de las ganancias recibidas por hacer la inversión. Una tasa de interés del 18% por ejemplo significa que por cada dólar utilizado se debe recibir un retorno de una cantidad adicional de 0.18 $ al año.

Desde un punto de vista, el interés es una cantidad de dinero recibida como resultado de una inversión de fondos, hayan sido ellos dados en préstamo o utilizados o utilizados en adquisición de materiales, mano de obra o instalaciones.

El interés recibido es, en estos casos, una ganancia o utilidad. Desde otro punto de vista, el interés es una cantidad de dinero que se ha pagado como consecuencia de haber obtenido fondos en préstamo. El interés pagado en este caso es un costo.

La relación entre interés y tiempo conduce y desarrolla el concepto de "el efecto del tiempo en el valor de la moneda" o "el valor del dinero en el tiempo". EL hecho de que el dinero tenga un valor en el tiempo significa que iguales cantidades de

dólares pero e distintos puntos en el tiempo tienen diferente valor, siempre y cuando la tasa de interés que se pueda devengar esté por encima de cero, ya que el dinero tiene el poder de generar ganancias, y es la tasa de interés la que mide esta capacidad.
P es la cantidad de dinero que representa hoy de una cuantía de dinero a futuro F, ceñida a la tasa de interés i.

4.1.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) [19]

La tasa interna de rendimiento (TIR) o rentabilidad interna real (RIR), o tasa interna de retorno, en un proyecto de inversión, es la tasa de interés i que hace que el valor actual de los flujos de inversión (negativos), considerando todo el tiempo de vida del proyecto.

Dicho de otra manera la tasa de interés i que reduce a cero el valor presente de una serie de ingresos y desembolsos.
El valor de la TIR es el valor que hace cumplir la siguiente ecuación:

$$0 = \sum_{t=1}^{n} F_t \left(\frac{1}{(1+i)^n} \right)$$

i = TIR.
Ft = Flujo de caja del año t.
N = número de años, durante los cuales la suma de los valores actuales de los flujos de caja es cero.

4.1.4 FLUJO NETO DE CAJA [19]

Las oportunidades de inversión, se describen generalmente con los ingresos y desembolsos de caja que se anticipa; se tendrán en realidad en caso de que la

inversión se realice, la representación de las cantidades, y el momento en el cual se presentan los ingresos y desembolsos se conoce con el nombre de flujo de caja de inversión.

4.1.5 PERIODO DE RECUPERACIÓN [19]

El período de recuperación de una inversión, se define generalmente como la longitud de tiempo requerida para recuperar el costo inicial de una inversión a partir de los flujos de caja producidos por ella para una tasa de interés igual a cero

Se calcula sumando los flujos de efectivo sucesivos hasta que la suma sea igual a la inversión inicial. Según este método la mejor inversión es aquella que tiene un plazo de recuperación más corto. El período de recuperación no toma en cuenta el orden cronológico de los flujos de caja.
El período de recuperación PR es el valor de n que hace cumplir la siguiente igualdad:

$$P = \sum_{t=1}^{n} F_t$$

P es el valor de la suma de los flujos de caja Ft, desde el año 1 hasta el año n.

4.1.6 VALOR ACTUAL NETO (VAN) [19]

Devuelve el valor neto presente de una inversión a partir de una tasa de interés i, de una serie de pagos futuros (valores negativos) y entradas (valores positivos).

El valor neto consiste en encontrar la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de beneficio y el valor, también actualizado, de la inversión y otros egresos

en efectivo. La tasa que se utiliza es el rendimiento mínimo aceptable que puede esperarse de la empresa.

Para el cálculo del valor actual neto (VAN) se utiliza la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} F_t \left(\frac{1}{(1+i)^n} \right)$$

VAN = Valor actual neto.
Ft= Flujo de caja al año t.
I = Tasa de interés que se espera del proyecto.
N = Número de años de estudio del proyecto.

DEPRECIACIÓN [19, 15]

Es la disminución de valor de un activo físico con el paso del tiempo. Esta es una característica de todos los activos, a excepción de los terrenos. De acuerdo a las causas que ocasiona este fenómeno la depreciación se clasifica en:
Depreciación física.- Es consecuencia del deterioro por agentes externos (por ejemplo la corrosión), daño y destrucción debido al uso.

La contabilidad de la depreciación tiene los siguientes objetivos:

- Intentar distribuir de manera sistemática la pérdida anticipada de valor a todo lo largo de la vida del proyecto.
- Tener de manera continua una medida monetaria del valor del capital físico para efectos de cálculos por ejemplo la prima del seguro.
- Determinar el gasto del capital físico en que incurre ir produciendo cada unidad de bienes y servicios.

Para el cálculo de la depreciación existen varios métodos, pero el que se usara en el presente proyecto de titulación, es el la línea recta por ser uno de los más usados y de mayor facilidad, este método supone que el valor de un activo decrece a una tasa constante en el período de tiempo considerado que en nuestro análisis es de 6 años.

Entonces la depreciación para este proyecto sería de 33174 dólares por año es decir un 20% anual.

4.2 COSTO DEL PROYECTO [19]

Los costos de los proyectos tienen dos componentes:

- Los costos de inversión
- Los costos de operación y mantenimiento.

4.2.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos de inversión son tomados sobre la base de estudios anteriores, y de consultas realizadas a la Empresa Eléctrica Quito y a la compañía ABB. Estos valores corresponden a: Costos por estudios, equipos de instalación hasta su funcionamiento. Para el presente proyecto serán financiados por recursos propios que deben costar en el presupuesto de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

El cálculo de todos los rubros, deben ser llevados al año base o representados en precios constantes del año base.

Los principales rubros de inversión para el equipamiento son:

Automatización

DESCRIPCIÓN	TIPO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Control y Protección de posición de línea 46 kV	REL 511	4	4000	16000
Control y Protección de barra 46 kV	REB500	2	5000	10000
Control y Protección de posición transformador	TPU2000R	2	3000	6000
Control y Protección de posición de alimentación 23 kV	SPAC315C	1	2800	2800
Control y Protección de posición de alimentador y bancos de capacitores 23 kV	REF543	8	3000	24000
Unidad de control de bahía entradas analógicas 32 salidas digitales Librería Básica Librería de control E/S adicionales Tipo RIO 212-221 (2 unidades): 32 salidas digitales (cada unidad)	REC316*4	1	10000	10000
Bus entre bahías, incluye fibra óptica, conectores.		1	1500	1500
PC portátil		1	2000	2000
Tarjetas PCLTA montada e el *PC portátil*	PCLTA	1	1200	1200
Tarjeta GPS PC y 50 metros de cable para conexión satelital	GPS PC	1	4000	4000
PC fijo (Workstation) con impresora		1	1	1000

Gabinete	Interior RESP 97 IP43 para instalación en la sala de control.	2	2000	4000
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		1	300	300
Modem de servicio		1	30	30
Software de estación		1	30000	30000
Varios			10000	10000
SUBTOTAL				USD 122830
IVA: 12%				USD 14739.6
TOTAL				USD 137569.6

Tabla No 11. Detalle de costos necesarios para implementar la automatización

CENTRO DE CONTROL SCADA (BAJO SISTEMA OPERATIVO WINDOWS)

DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL (USD)
Hardware	3667
Software	12000
Desarrollo e implementación del software para sistema del centro de control	3334
Capacitación	667
Servicios de instalación, montaje y puesta en servicio	3467
Repuestos centro de control	867
Otros	1267
SUBTOTAL	25269
IVA: 12%	3032.28
TOTAL	28301.28

Tabla No 12. Detalle de costos necesarios para implementar el sistema SCADA

Los precios mostrados en las tablas 11 y 12, son precios que incluyen aranceles de importación, es decir son los precios estimados actuales que se tienen en el mercado local.

Aquí Se debe hacer una acotación, los costos que se detallan para la automatización son solo para la subestación Epiclachima, mientras que los costos debidos al centro de control se refieren al SCADA presupuestado para 15 subestaciones de la Empresa Eléctrica Quito, dato suministrado por personal de la compañía ABB, a partir de esto, los costos que aparecen en la tabla No. 8 son un estimado del costo que tiene implementar el sistema SCADA solo para la subestación Epiclachima.

Por lo que el costo total para la implementación tanto de la automatización, como del sistema SCADA de la subestación Epiclachima es de 165870.88 dólares.

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Ahora se muestra una tabla de operación y mantenimiento de la Subestación si se cuenta con el sistema SCADA.

COSTOS DE OPERACIÓN DEL PRIMER AÑO			
ITEM	ESPECIFICACIÓN	COSTO (USD)	
		MENSUAL	ANUAL
1	OPERADORES AL MES EN EL CENTRO DE CONTROL (3 OPERADORES)	240	2880
	TOTAL OPERACIÓN	240	2880
COSTOS DE MANTENIMIENTO PRIMER AÑO			
2	1 TECNICO 20 horas/año	40	480
3	TOTAL MANTENIMIENTO	40	480
TOTAL OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		280	3360

Tabla No 13. Costos de operación y mantenimiento con sistema SCADA

Cabe recalcar que este costo por operación es el costo que tiene para la empresa el manejar solo la subestación Epiclachima desde el centro de control.

4.3 BENEFICIOS DEL PROYECTO

A continuación se detallan los beneficios que van ha ser tomados en cuenta para el análisis económico del proyecto.

- **Localización y despeje de fallas**

No se puede sobrestimar los beneficios aspirados, es necesario ser conservadores y asignar como metas de beneficios tan solo un porcentaje del máximo posible de los beneficios, que podrían generarse teóricamente al disminuir el impacto de las desconexiones forzadas. Al respecto no existe un estudio especializado, pero existen tres referencias que establecen porcentajes como techo de beneficio, el EX – INECEL adoptó un techo del 50%, con la implementación de un SCADA EMS para el SNI [11], los autores Cegrell – Dallfors [12], establecen beneficios entre el 20 y el 50% de ahorro, al implantar un sistema SCADA y un EMS en la operación de un sistema de potencia. En la justificación técnico económica del Centro de Control de Generación Paute [13] se establecen beneficios en la reducción de salidas forzadas de unidades entre el 25 y 50 % del total. Sobre esta base, se establecerá como techo de beneficios el disminuir el 50% de las pérdidas existentes.

En caso de existir una falla en un transformador de la subestación, la potencia que se dejaría de suministrar es de aproximadamente ½ de la potencia total de la subestación, que en unidades de potencia sería de 14.7 MW. Según estadísticas realizadas en la Empresa Eléctrica Quito S.A. el tiempo promedio de reconexión de este tipo de fallas es de 1 hora. Por lo que se puede aseverar que la energía que la empresa no puede vender durante ese lapso de tiempo es de 14.7 MWh. Y estadísticamente se cuenta con un promedio anual de 4 fallas, por lo que anualmente se tendría un total de energía que la empresa no vende es de 58.8 MWh. Con la implementación del sistema SCADA y teniendo toda la funcionalidad de de protección, control y monitoreo desde el centro de control y según el

porcentaje de beneficio del 50% justificado en el párrafo anterior, el despeje de esta falla se puede reducir a 30 minutos. Por lo que la energía no suministrada en este caso es de 29.4 MWh. A partir de esto se tiene que el beneficio en unidades de energía es de 29.4 MWh.

Por concepto de localización y despeje de fallas se puede ver claramente dos beneficios, por un lado la empresa puede vender más energía si se despeja la falla en un menor tiempo, por otro lado la empresa dejaría de pagar multas por incumplir con los índices de calidad del servicio técnico. Para cuantificar el beneficio que tendría la empresa al vender más energía vamos a utilizar el costo del kWh actual, que es aproximadamente de 8.5 centavos de dólar, y para cuantificar el beneficio que tendría la empresa por dejar de pagar multas por incumplir los índices de calidad se utiliza un valor de 300 dólares/Megavatio, que es un dato referencial utilizado por el CONELEC, debido a que no hay estudios oficiales que nos den un valor exacto.

La vida útil de los equipos se estima en 5 años, debido a que el equipo que se va ha instalar es digital, y el desarrollo tecnológico hace que se vuelvan obsoletos con mucha más rapidez.

- **Operación**

Para cuantificar el beneficio esperado por los rubros de operación y mantenimiento primero se muestra una tabla (Tabla No. 14), en la que se detallan los costos, sin implementar el SCADA. Para el cálculo se toman valores proporcionados por personal de la Empresa Eléctrica Quito S.A. así: El costo por hora de personal es de 6.01 USD/hora y el costo por conceptos de movilización es de 9.18 USD/hora.

Estos costos se refieren básicamente a los siguientes rubros:

COSTOS DE OPERACIÓN DEL PRIME R AÑO			
ITEM	ESPECIFICACIÓN	COSTO (USD)	
		MENSUAL	ANUAL
1	OPERADORES AL MES	4328.64	51943.68

2	1 SUPERVISOR AL MES	360.72	4328.64
3	VEHÍCULOS	275.4	3304.8
	TOTAL OPERACIÓN	4964.76	59577.12
COSTOS DE MANTENIMIENTO PRIMER AÑO (USD)			
4	1 TECNICO	30horas/año	720
5	VEHÍCULO	18.36	220.32
6	TOTAL MANTENIMIENTO	90.5	940.32
TOTAL OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		5055.26	60517.44

Tabla No 14. Costos de operación y mantenimiento anual del sistema convencional.

Primero se realiza el cálculo del beneficio de operación para lo cual se realiza la resta entre el costo de operación que tiene un sistema convencional, y el que se tendría con el sistema SCADA (Tabla 13 y Tabla 14). En base a esto, y sabiendo que una subestación que cuenta con un sistema SCADA no necesita personal en la misma, obtenemos una reducción de personal que da como resultado un beneficio anual por concepto de operación para la subestación Epiclachima de 56697.12 dólares.

- **Mantenimiento**

Mantenimiento preventivo de equipo primario y tableros de control: De acuerdo con los reportes presentados por la empresa, este tipo de mantenimiento se efectúan anualmente. Para ello se requiere 1 ingeniero y 3 técnicos, más los costos de transporte y equipo de pruebas, esto da un costo promedio de 31.34 dólares la hora. Si se considera un tiempo aproximado de 30 horas anuales para efectuar este tipo de pruebas, entonces resulta un valor de 940.32 USD, que en comparación con un costo de mantenimiento anual del sistema nuevo ha implementarse de 480 dólares, resulta un beneficio de 460.32 dólares anuales.

- Equilibrio de Carga en Primarios

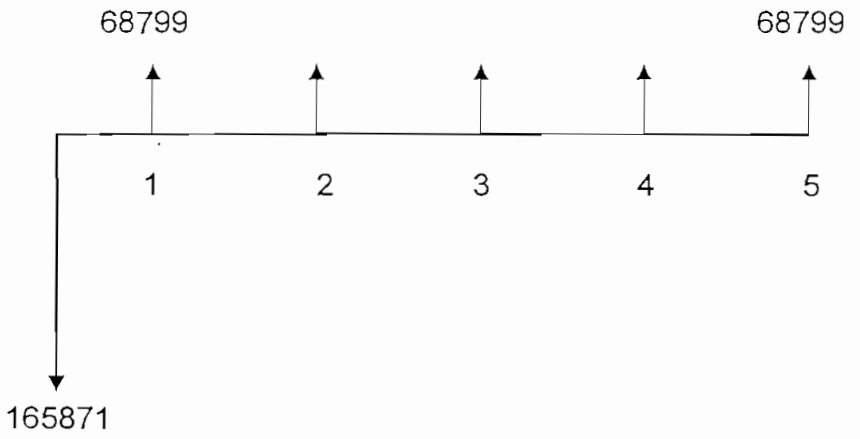
Al efectuar una correcta distribución de carga en un primario de distribución se puede reducir pérdidas en aproximadamente 3.8 MWh/año, la cuantificación de este beneficio utiliza el costo actual de la energía, dato suministrado por la Empresa Eléctrica Quito S.A., y es de 8.5 centavos de dólar.

A continuación se presentan una tabla en las que se muestran los valores unitarios y anuales de reducción de costos para los puntos señalados en lo párrafos anteriores.

ITEM	VALOR UNITARIO (USD)	VALOR TOTAL BENEFICIO ANUAL (USD)
LOCALIZACIÓN Y DESPEJE DE FALLAS (Energía no vendida)	85 USD/MWh	2499
MULTAS POR INCUMPLIR INDICES DE CALIDAD	300/MWh	8820
OPERACIÓN		56697
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	24 USD/HORA	460 USD
EQUILIBRIO DE CARGA EN PRIMARIO	85 USD/MWh	323 USD
TOTAL		68799

Tabla No 15. Beneficios debidos a la implementación del sistema de automatización y el SCADA.

4.4 EL MÉTODO DE LA TIR



Mediante al ecuación del valor presente para anualidades iguales mostrada en la sección 4.1.3 de este capítulo podemos calcular la TIR.
La tasa interna de rentabilidad es i = 31%, tomando en cuenta que la tasa activa en el Ecuador es i = 12.5% (dato Banco Central del Ecuador 14 a 20 de Julio del 2003), se puede dilucidar un panorama de inversión conveniente.

Cabe anotar que para este análisis no se han considerado factores que también pueden reducir costos de operación y un mejor aprovechamiento de las instalaciones existentes como son:

- Secuencias de desconexión.
- Transferencia automática de carga en primarios.
- Transferencia automática de carga entre subestaciones.
- En caso de existir un aumento de la capacidad de la S/E, se optimizara tiempo debido a que para actualizar los sistemas de control, únicamente se deben realizar adecuaciones en el software de aplicación.
- Mejor administración de carga en los transformadores
- Análisis mediante la utilización de aplicaciones computacionales, para planificación tanto de la red de subtransmisión, como de la de distribución.

4.5 RELACIÓN BENEFICIO COSTO

A continuación se realiza el cálculo de la relación beneficio costo:

$$BC = \frac{\sum B}{\sum C}$$

BC: Relación Beneficio Costo

$\sum B$: Beneficios Totales

$\sum C$: Costos Totales

$$\sum B = A * \frac{(1+i)^5 - 1}{(1+i)^5 * i}, i = 0.125$$

A: Anualidad

Cálculo costo beneficio

A = 68799

I = 12.5%

Numero de años = 5

Beneficio = 244964 (traído a valor presente)

Costo = 165870.88

BC: 1.48

De lo que se observa que la inversión es conveniente ya que los beneficios superan los costos en los dos casos de análisis.

4.6 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL

Para determinar el período de recuperación de capital, se asume que se realizará una inversión inicial aproximada de 165871 dólares, y que los beneficios totales serán aquellos que ocasionen una reducción en los costos de operación y mantenimiento, localización y despeje de fallas, y equilibrio de carga en primarios. Trabajando con la tasa activa actual de 12.5% se realiza el cálculo.

$$RC = \frac{Co}{B_i}$$

Donde:

RC: Período de recuperación de capital

Co: Inversión inicial

B_I: Beneficios totales (valores en valor presente)

A continuación se realiza en cálculo:

Co = 165870.88

A = 68799

$$B_I = 68799 * \frac{(1+0.125)^5 - 1}{(1+0.125)^5 * 0.125} = 244964$$

$$RC = \frac{165871}{244964} = 0.67 años$$

Como resumen del análisis económico, se demuestra que el proyecto que se propone es viable financieramente de acuerdo a los tres índices económicos calculados. Se debe notar que los beneficios e índices económicos calculados son solo para la S/E Epiclachima,

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos del presente proyecto de titulación la implementación de un sistema de automatización y el sistema SCADA en la subestación Epiclachima es factible tanto desde el punto de vista técnico como económico.

La arquitectura escogida para el sistema de automatización denominada Sistema Simple con Gateway Integrado que utiliza el Software de Automatización Power Rich System, es la que más se ajusta, tanto a los requerimientos técnicos de la Subestación Epiclachima dejando un sistema abierto para no quedar limitados de expansión en ningún sentido, así como a los requerimientos funcionales.

Mediante la implementación del sistema SCADA, la Empresa Eléctrica contará con mayor cantidad de información y en menor tiempo, esta información podrá ser procesada por medio de aplicaciones de software para realizar de mejor manera y con más eficiencia la planificación de sus redes, especialmente en primarios, con esto la empresa podrá cumplir con los índices de calidad que exige el regulador del Mercado Eléctrico (CONELEC)

Los Diagramas Lógicos de Control, Interbloqueos, Tablas de datos a adquirirse de la Subestación Epoiclachima, desarrollados en el Capitulo 3, sirven para el dimensionamiento del equipo, y para la programación del Software, que la E.E.Q.S.A. implemente sin importar el proveedor que escoja.

En el estudio económico se observan que los índices económicos calculados nos advierten una alta viabilidad financiera, además existen beneficios que no son fácilmente cuantificables y que ayudan a ver la inversión como un hecho que le da mayor jerarquía a la Empresa Eléctrica Quito S.A. y al País.

Existe una considerable reducción en los costos de operación con la implementación del sistema SCADA, se estima 56697.12 dólares anuales, esto tomando como base que el SCADA serviría para operar 15 subestaciones.

5.2 RECOMENDACIONES

Del análisis de está tesis se puede aseverar bondades tanto técnicas como económicas del proyecto, por lo que se recomienda que la E.E.Q.S.A. apoye este tipo de proyectos que ayuden a mejorar no solo el nivel técnico y de ingresos, sino también la modernización de la industria eléctrica.

El RTU existente en la subestación tiene el protocolo de comunicaciones propietario. El no contar con soporte para protocolos estándar, limita la capacidad de expansión del sistema. Por lo que sugiere, trasladar la RTU existente a una subestación de menor importancia, y que se implemente una RTU con protocolos estándar.

Al momento de hacer la compra de equipo no sólo debe evaluar al proveedor en el producto que ofrece actualmente, también se debe evaluar sus planes de desarrollo de producto futuros, haciéndose preguntas como: ¿El proveedor continuamente está reforzando y actualizando sus productos? ¿Está desarrollando el proveedor nuevos productos para satisfacer necesidades futuras? ¿Tienen los productos existentes un camino de migración a los productos reforzados, y los nuevos productos? Éstas son las preguntas importantes. El escoger la opción de proveedor correcto hoy, ayudará a que la empresa asegure una continuidad con desarrollos de industria futura y tendencias, y le permite aprovecharse de estas nuevas tecnologías con el menor impacto en su funcionamiento actual.

Si la implementación del sistema propuesto, se la realiza de inmediato es decir de aquí a 6 meses o como máximo un año se recomienda utilizar los protocolos estándares actuales de comunicaciones citados en el capítulo 2, pero si la implementación va ha realizarse de aquí a 2 años por ejemplo o más, se

recomienda que los equipos a implementarse soporten UCA2 MMS. (Arquitectura de Comunicaciones de Empresas)

Los protocolos estándar que se recomiendan son los siguientes: DNP3.0, IEC 870-5-101 para la comunicación IED a RTU/PLC (Dentro de la Subestación), DNP3.0 para la comunicación RTU/PLC a la Estación Master, UCA MMS, DNP 3.0, Modbus, Modbus Plus para la comunicación entre IEDs, y Ethernet 802.x, MMS, Profibus-FMS., para la red LAN de la Subestación.

Al realizar la conexión del Bus entre Bahías se recomienda la conexión en estrella, ya que si por algún motivo un IED corta comunicación con el BUS entre Bahías, esta condición no afecta la comunicación de los demás IEDs.

Se recomienda que se realicen estudios para determinar el costo de la energía no servida, para que así las Empresas Eléctricas puedan cuantificar de manera más exacta los beneficios de implantar nuevos sistemas que aporten a la reducción de la energía no servida.

Debido a que la tecnología utilizada para estos sistemas necesita personal capacitado en esta área, se recomienda crear un área en la empresa en la cual se cuente con personal con conocimientos relacionados con estos nuevos sistemas, así Ingenieros Eléctricos, Electrónicos, de Redes de la Información, de Control, también personal especializado en ingeniería de Especificaciones y Requerimientos tanto de equipo como de software, esto permitirá a la E.E.Q.S.A. hacer investigación continua e ir actualizando criterios para contar con un sistema con los mejores estándares y posibilidades de desarrollo.

Debido a que la implementación no se la realiza en una sola etapa para todas las subestaciones, sino que se la realiza etapas, la empresa eléctrica debe pedir la garantía al proveedor escogido, de que al momento de seguir haciendo las implementaciones, los equipos que se compren al mismo proveedor, sean dados a

precio de mercado, esto como estrategia para obtener un precio de equipo conveniente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Seminario en Sistemas de Automatización.
ABB Power T&D Company Inc. Ing. Alfonso Salgado CHPAU (Suiza).

(2) Sistema de Automatización de Subestaciones.
ABB Power T&D Company Inc.1MRB520087 – Bes.

(3) Sitio WEB de ABB Company
www.abb.com

(4) Proyecto de Titulación: Simulación de la Automatización de una Subestación de Distribución. Ing. Fabricio López.

(5) Proyecto de Titulación: Estudio de Factibilidad para la Automatización de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado de Petroproducción.
Ing. Carlos Ruiz Acurio

(6) Seminario "Integración y Automatización de Subestaciones, SCADA y Comunicaciones" IEEE, 24 y 25 de Abril del 2003.

(7) Informe del Proyecto para el diseño de la S/E Selva Alegre realizado por la compañía INELIN.

(8) Proyecto de Titulación: Automatización de la Subestación Mulaló mediante el empleo de relés digitales (Siprotec /SJ63 Siemens). Ing. Luis Muñoz

(9) Proyecto de Titulación: Determinación de los Costos de las interrupciones en los consumidores residenciales. Ing. Aníbal Rentería.

(10) www.tasnet.com/tasnet_main.htm

(11) INECEL ECUADOR, "Proyecto sistema de supervisión y control (SSC) para el SNI, Quito Agosto 1987

(12) CEGRELL T, DAHLFORS F, "125 Computarized Power System Control Centres an Experience Base Future Concepts", International Conference on Large High Voltage Electric System, August-Sept 1984.

(13) Játiva, Gomez, Cazco, Justificación Técnico Económica del Proyecto Centro de Control de Generación Paute, JIEE, Vol 14, 1993.

(14) Seminario "Operación de Subestaciones" Escuela Politécnica Nacional, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Ing. Mst. Luis Tapia.

(15) Proyectos.- Formulación, Evaluación y Control, German Arboleda Velez.

(16) Redes de Computadoras, Tanen Baun.

(17) www.powerrichsystem.com

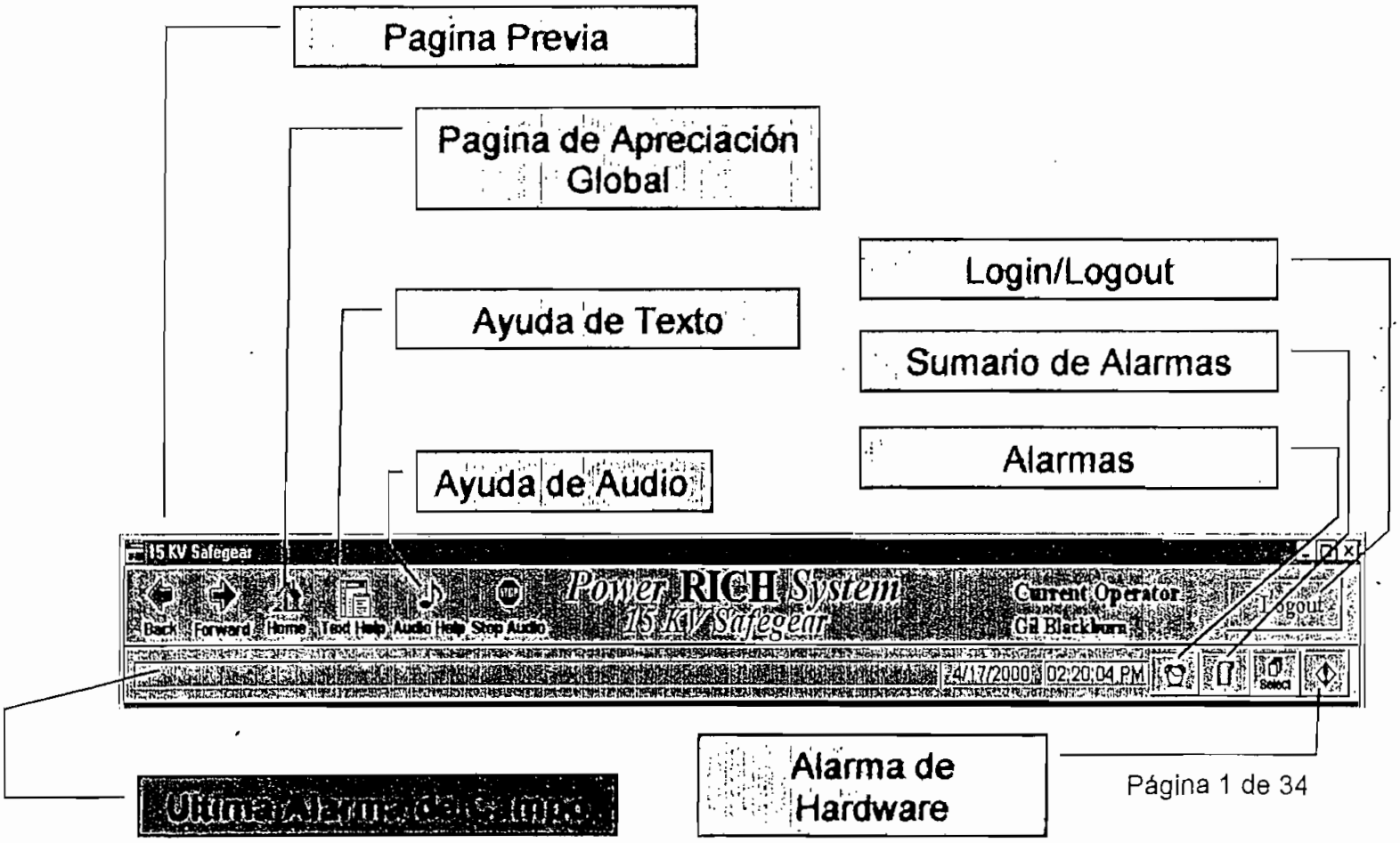
(18) Manual de Operación de la Subestación Epiclachima, Empresa Eléctrica Quito S.A.

(19) Thuesen G.H. Fabril W.J. Thuesen G.J., Ingeniería Económica, Prentice may Hispanoamericana S.A. Mexico 1986.

ANEXO 1

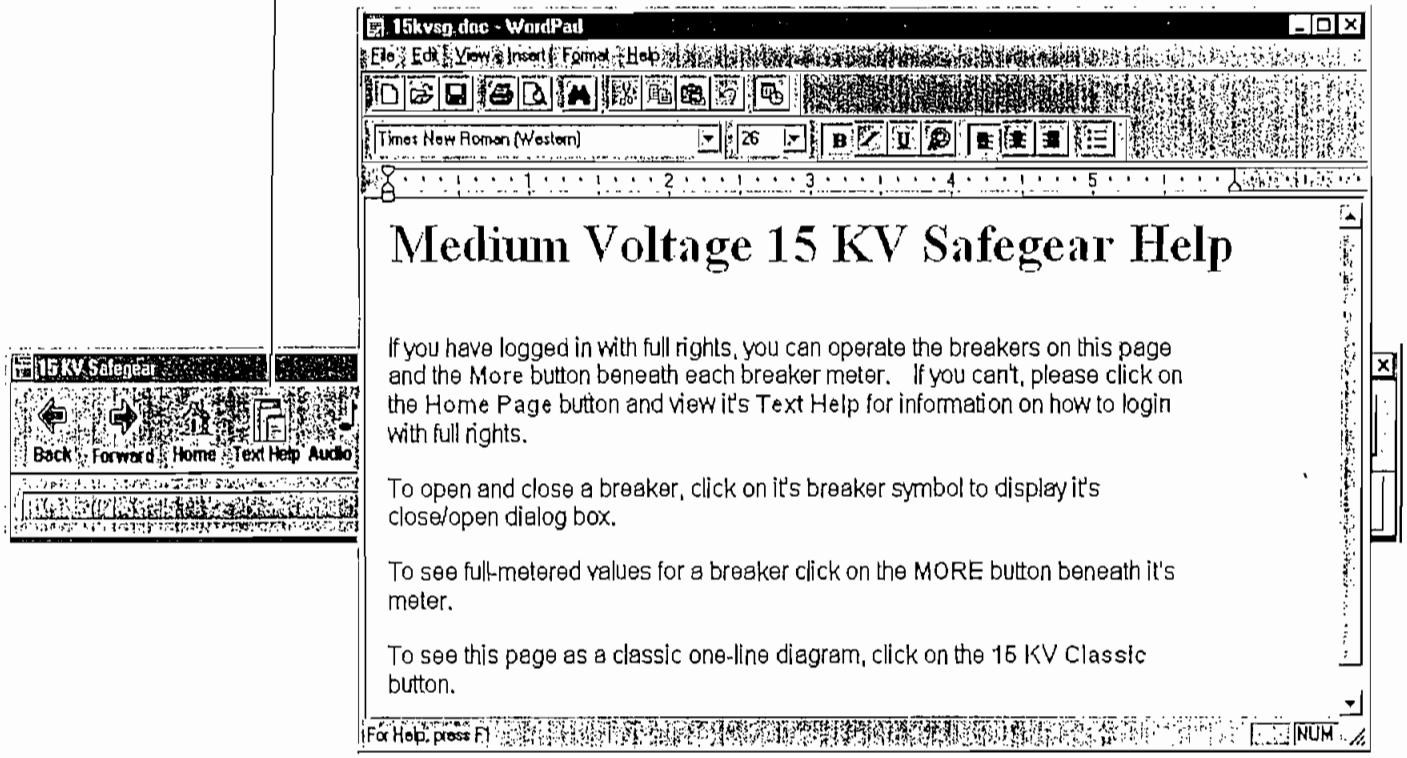
DESCRIPCIÓN GRÁFICA DE LAS PANTALLAS DEL SOFTWARE POWER RICH

ENCABEZADO

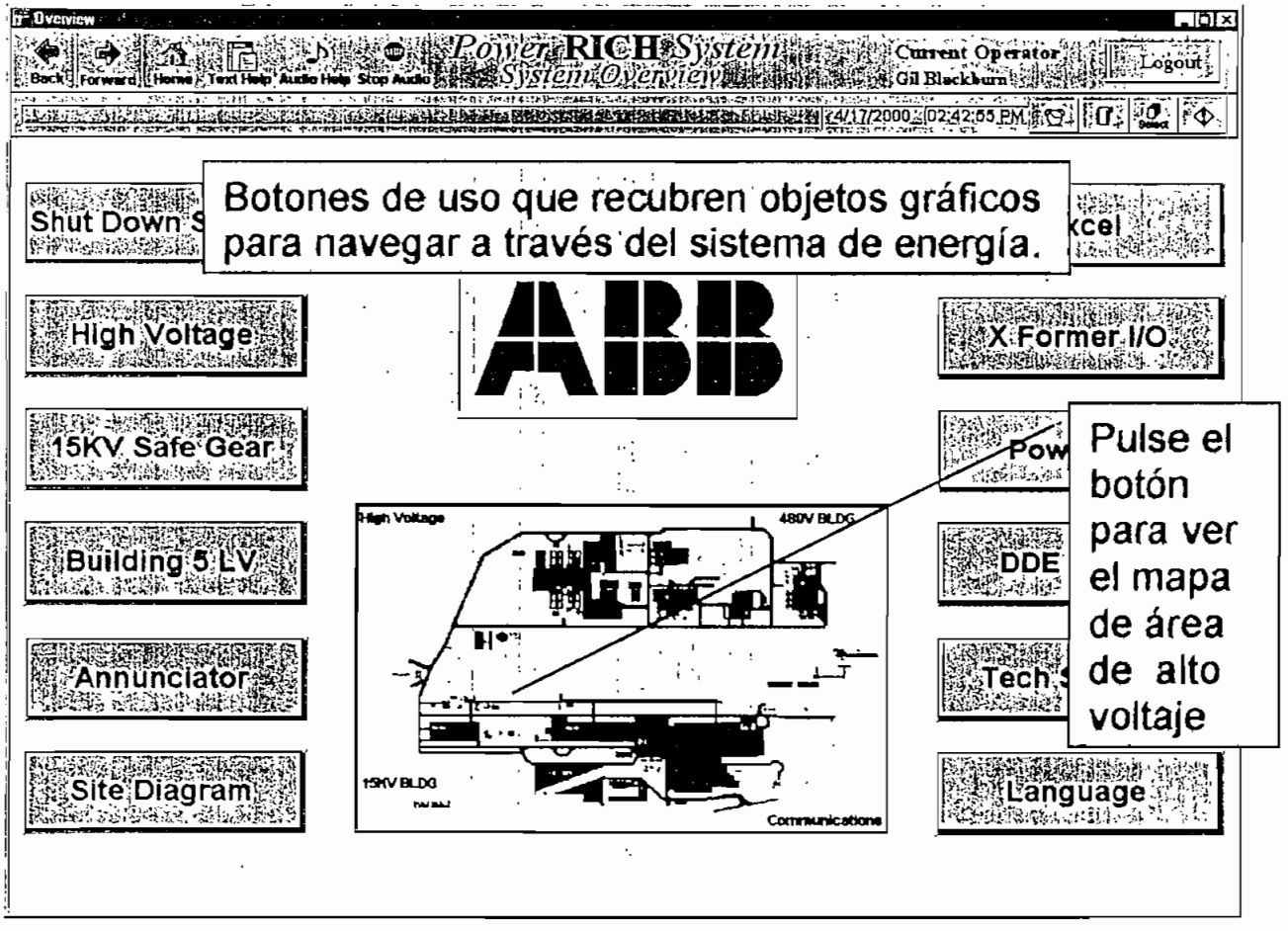


Ayuda de texto

Abre WordPad para desplegar un documento de ayuda para ser revisado.

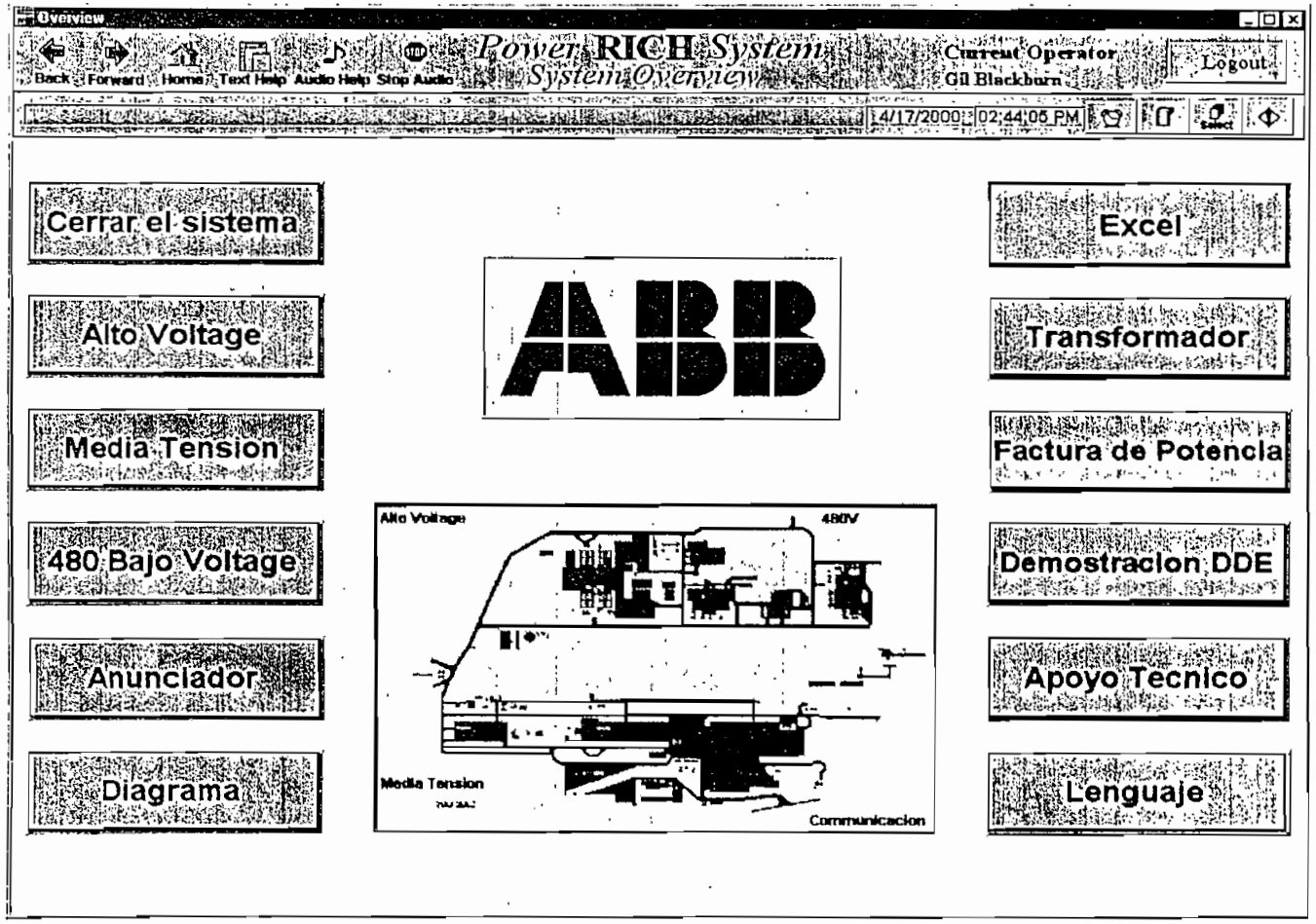


APRECIACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA (CON MAPA)



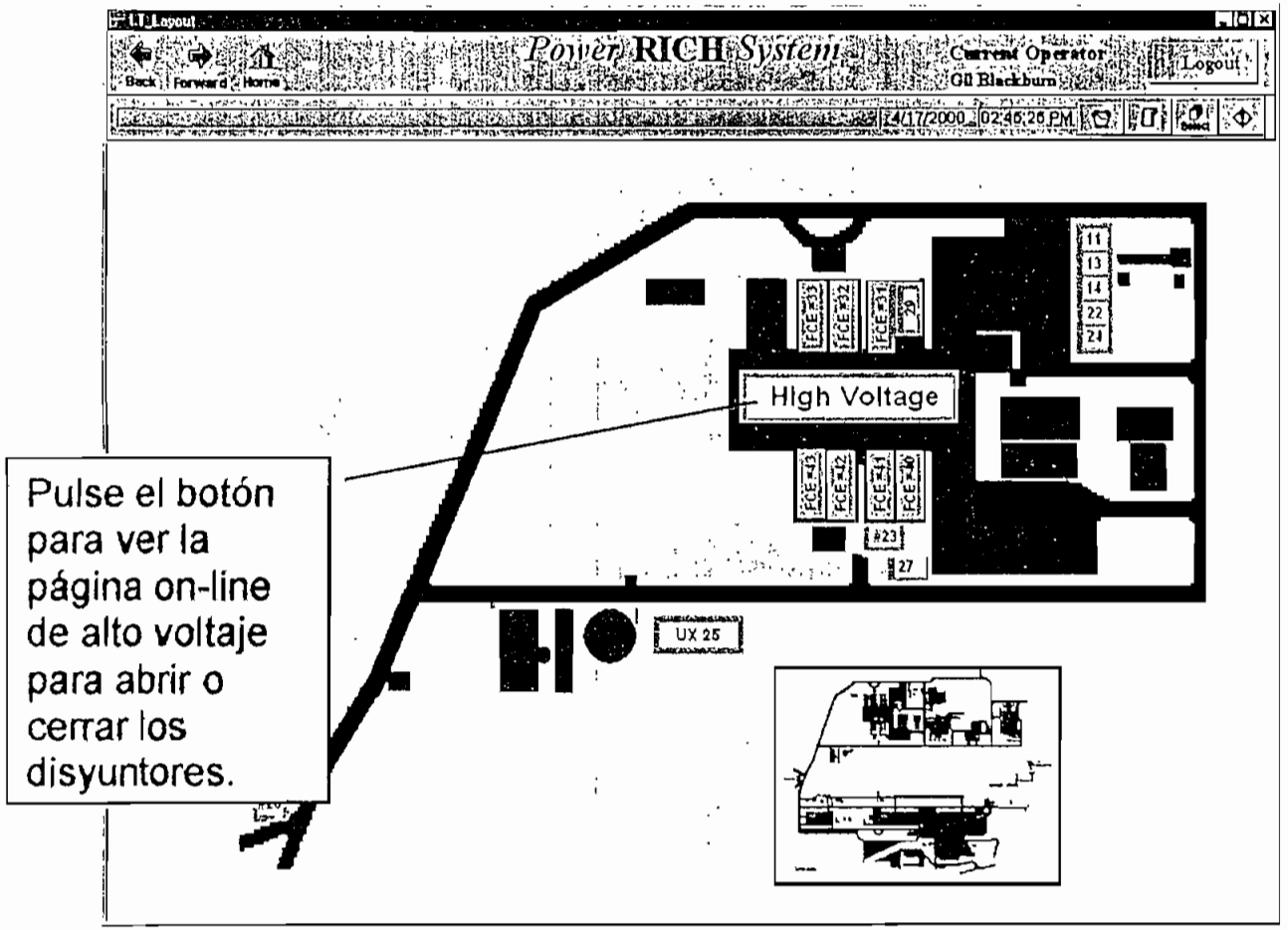
Anexo 1

APRECIACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA (EN OTRO IDIOMA (ESPAÑOL))



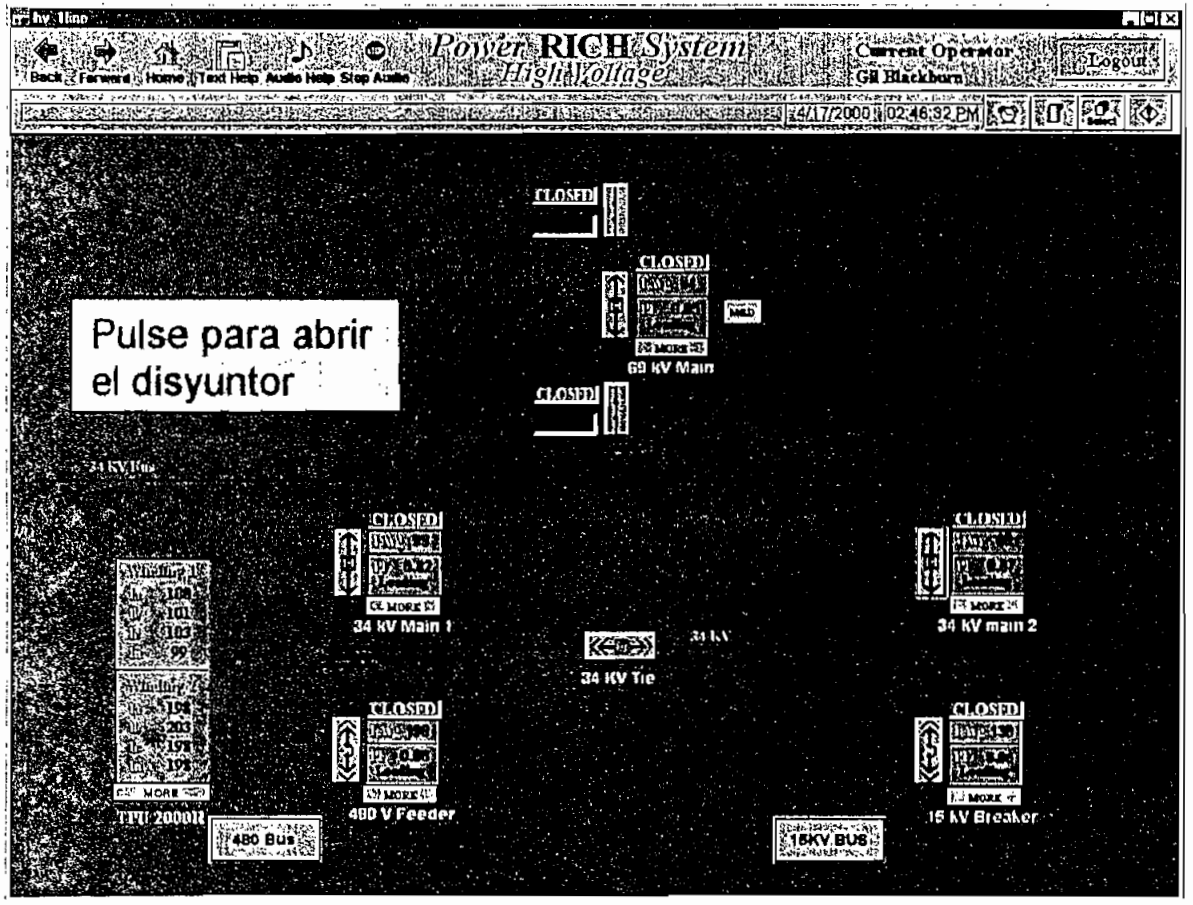
Anexo 1

MAPA DEL ÁREA DE ALTO VOLTAJE.

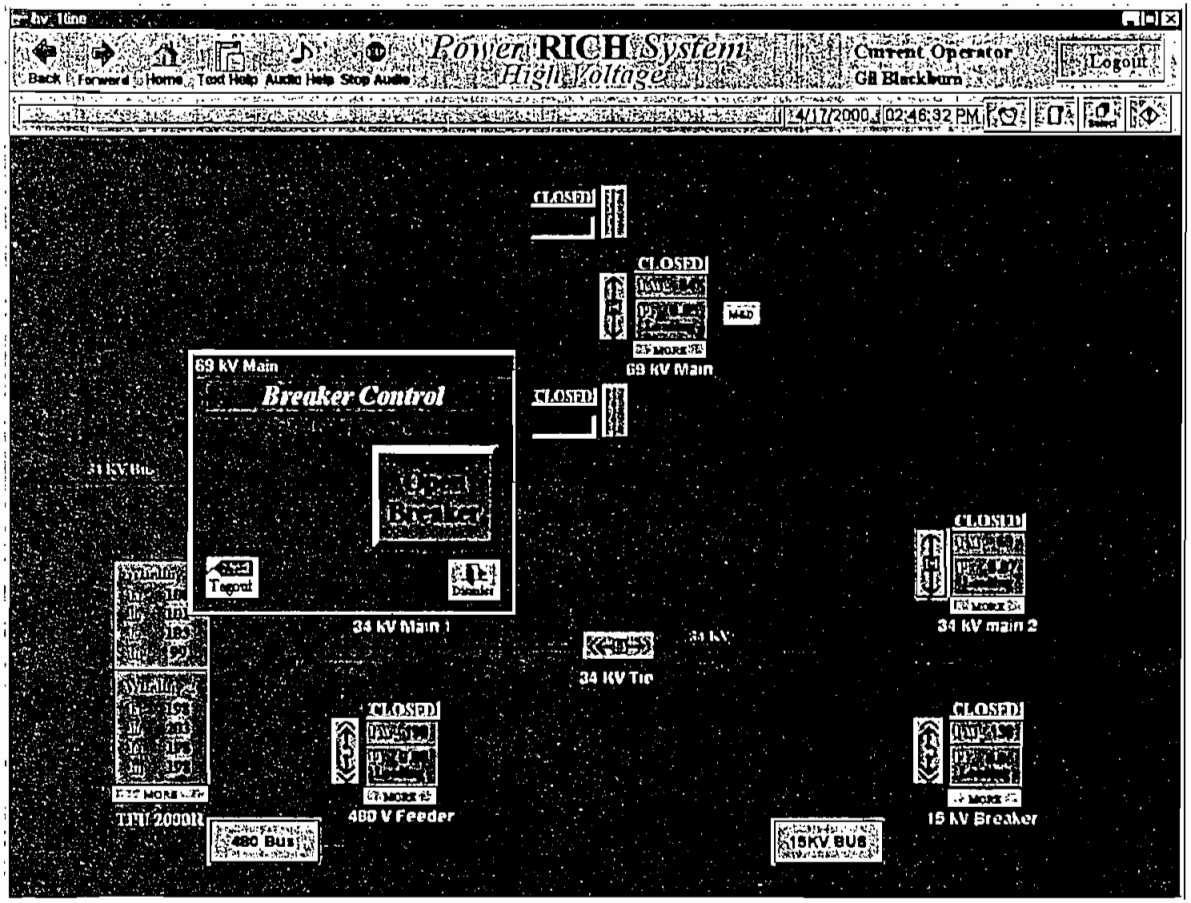


Anexo 1

PAGINA TÍPICA DE ALTO VOLTAJE (OPCIÓN ABRIR/CERRAR DEL DISYUNTOR)

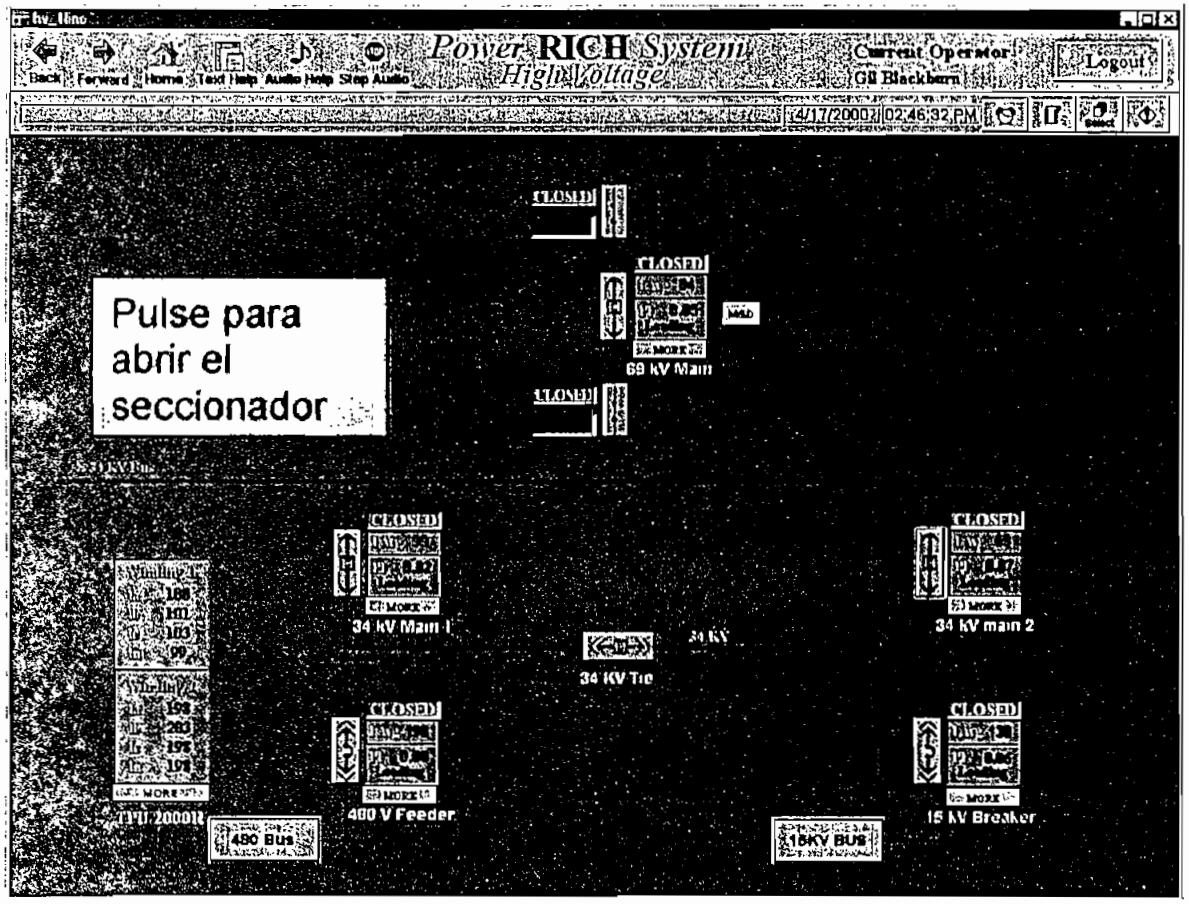


Anexo 1

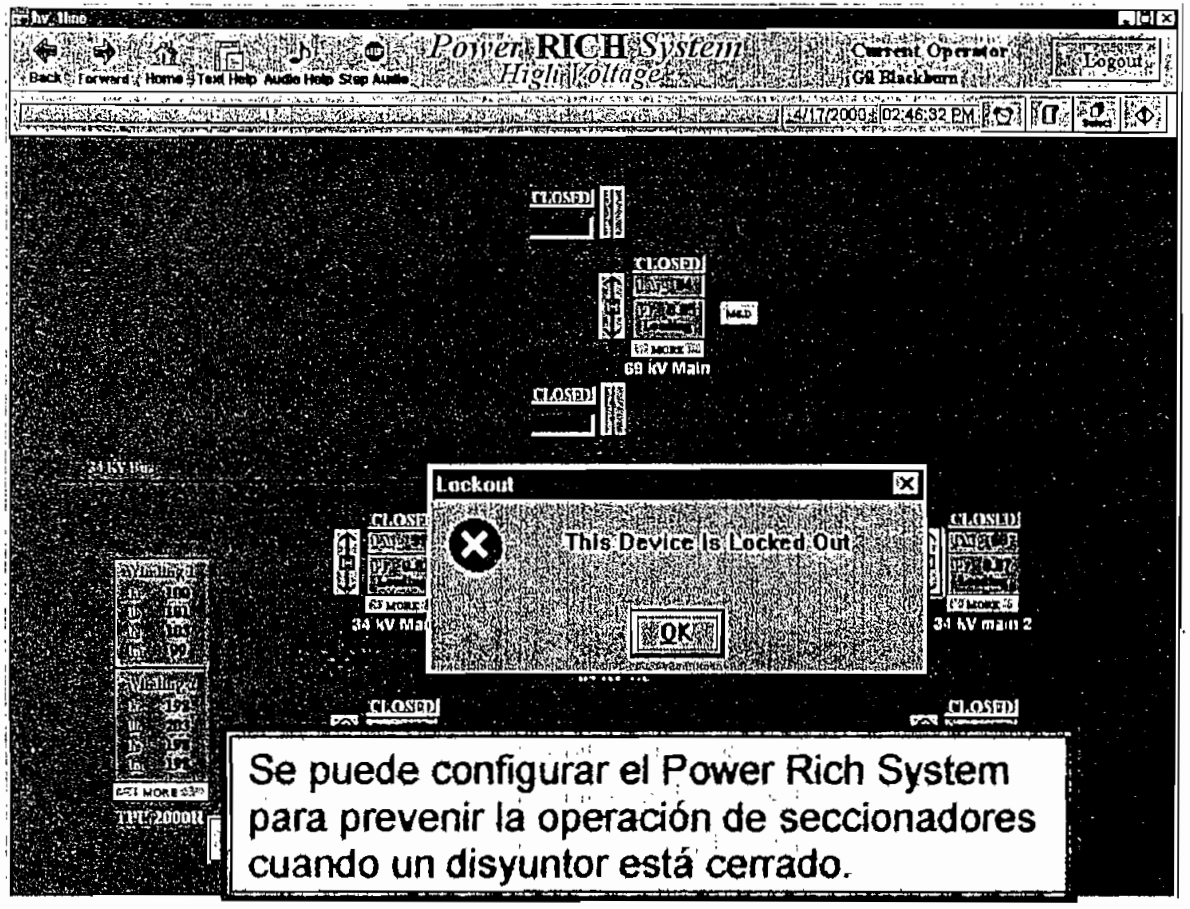

hv_1line
Back
Forward
Home
Text Help
Audio Help
Stop Audio
PowerRICH System
High Voltage
Current Operator
GB Blackburn
Logout
4/17/2000
02:46:32 PM
CLOSED
CLOSED
69 kV Main
69 kV Main
Breaker Control
CLOSED
34 kV Bus
34 kV Main 1
34 KV Tie
34 kV
CLOSED
34 kV main 2
CLOSED
CLOSED
480 V Feeder
15 kV Breaker
480 Bus
15KV BUS

Anexo 1

PAGINA TÍPICA DE ALTO VOLTAJE (CON EL SECCIONADOR CERRADO)

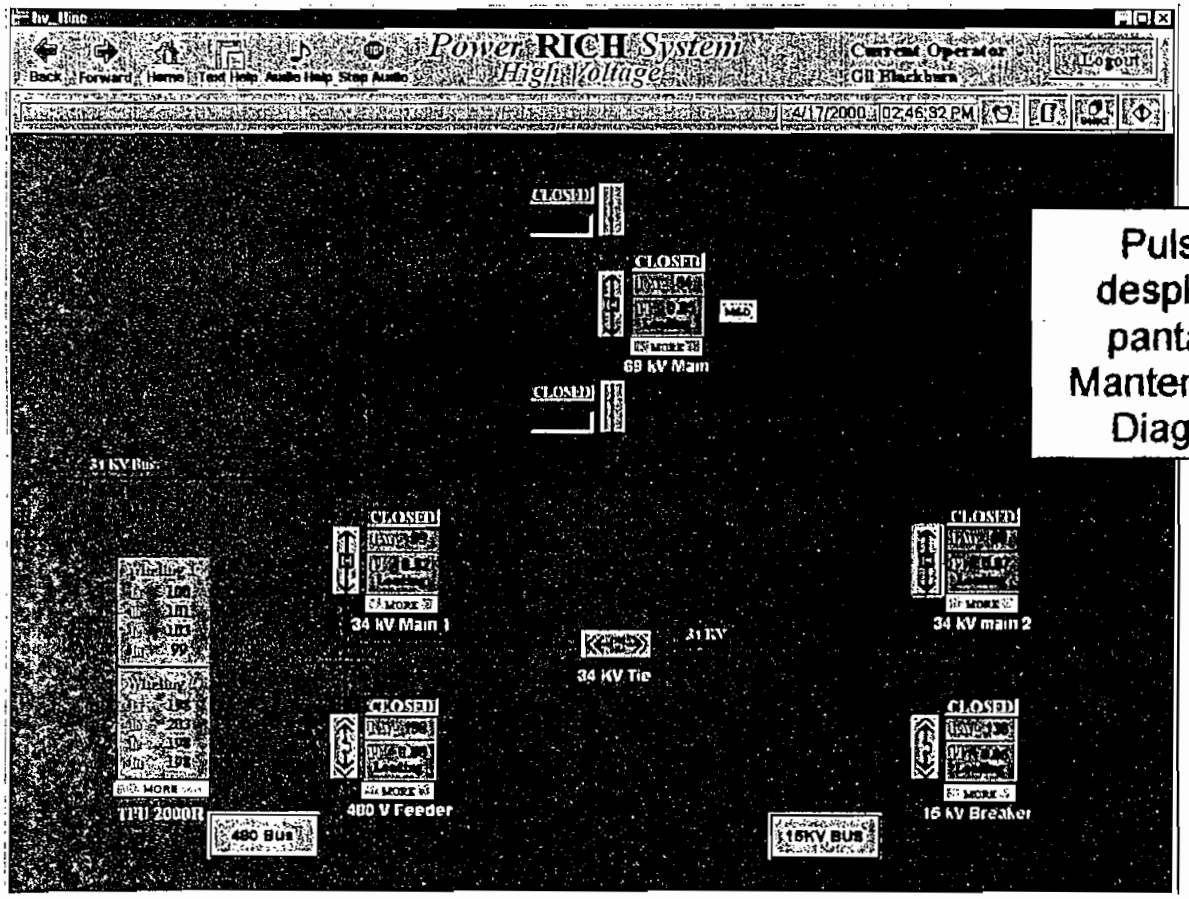


Anexo 1

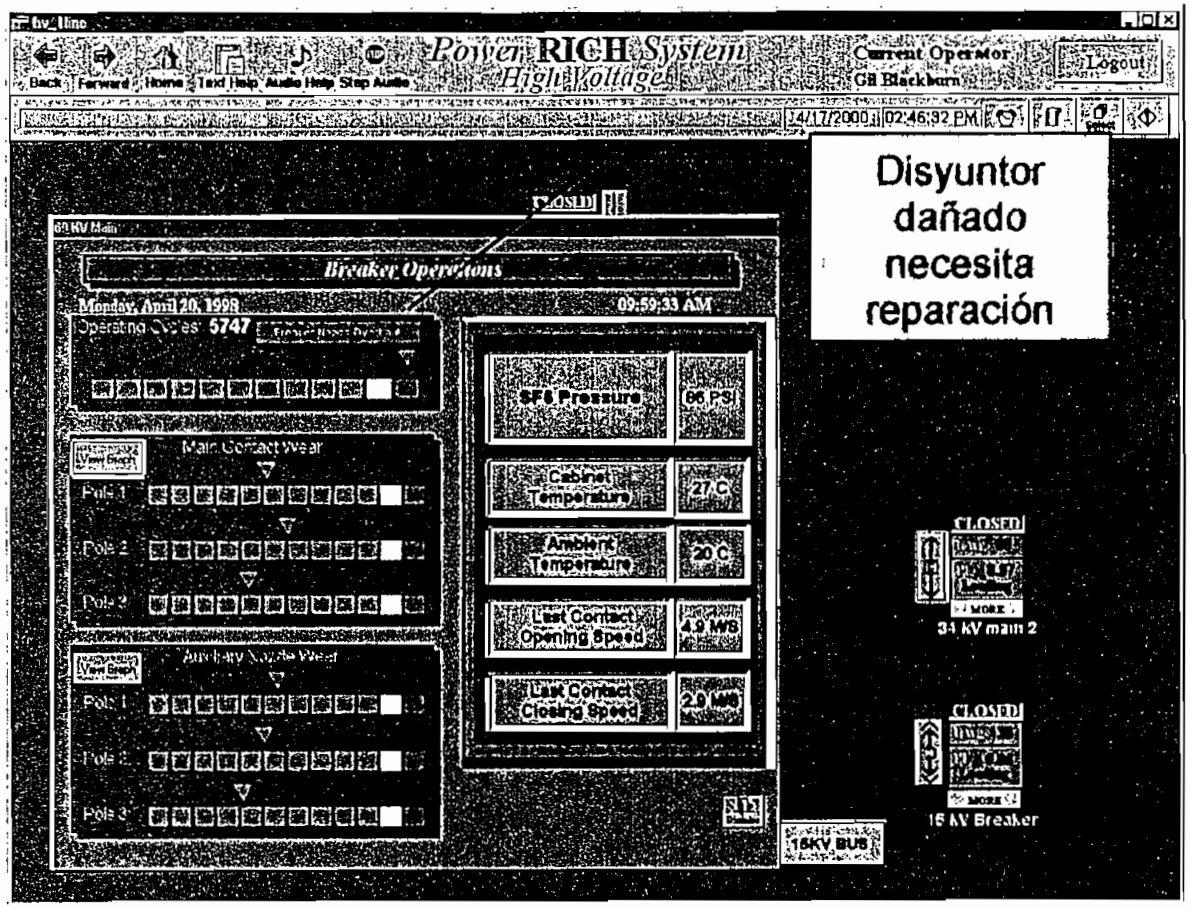

Power RICH System
High Voltage
Current Operator
GR Blackburn
Logout
4/17/2000 02:46:32 PM
CLOSED
69 kV Main
Lockout
This Device Is Locked Out
OK
34 kV main 2
Se puede configurar el Power Rich System para prevenir la operación de seccionadores cuando un disyuntor está cerrado.

Anexo 1

PAGINA TÍPICA DE ALTO VOLTAJE (DIAGNOSTICO Y MANTENIMIENTO)

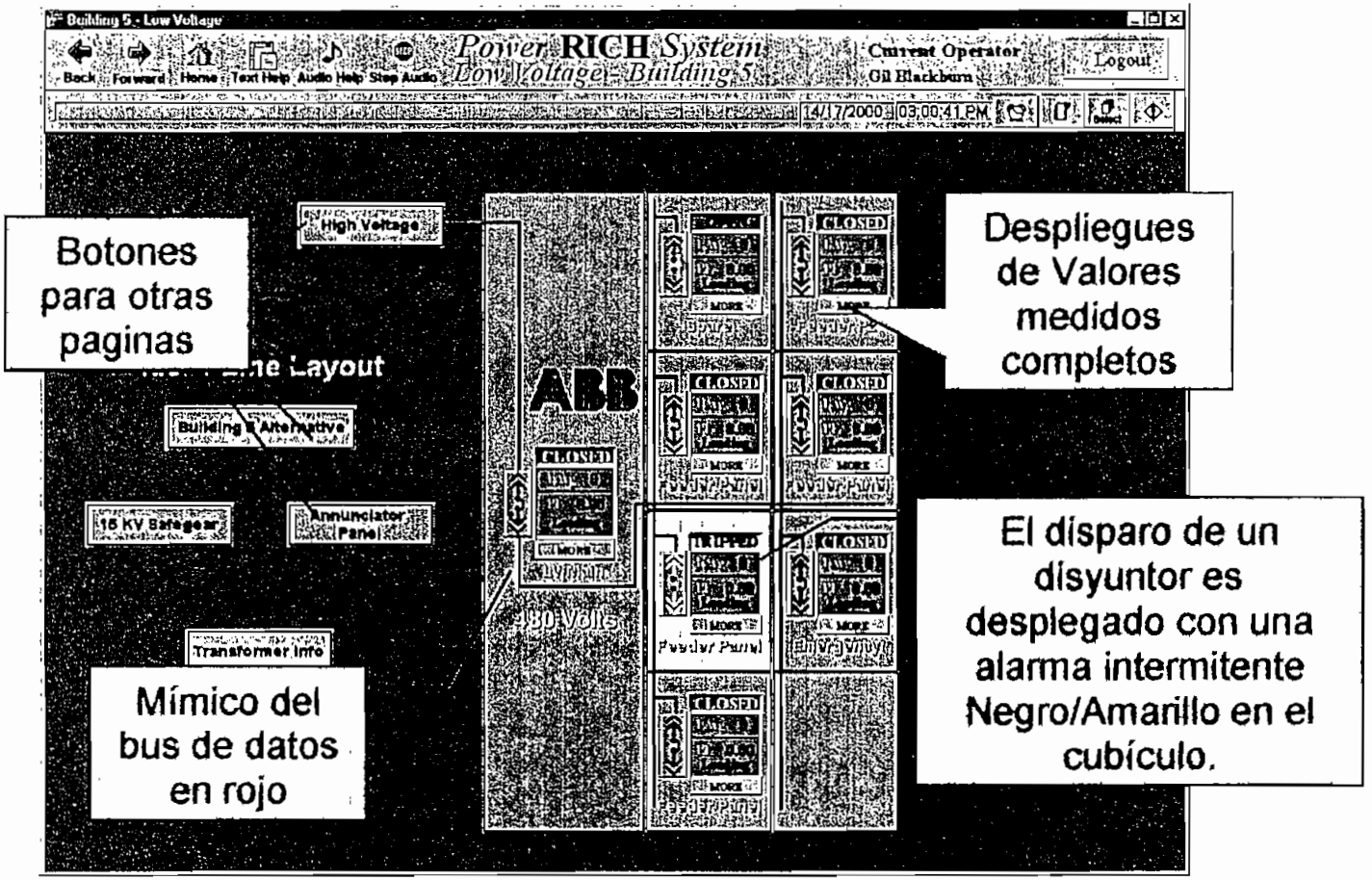


Anexo 1

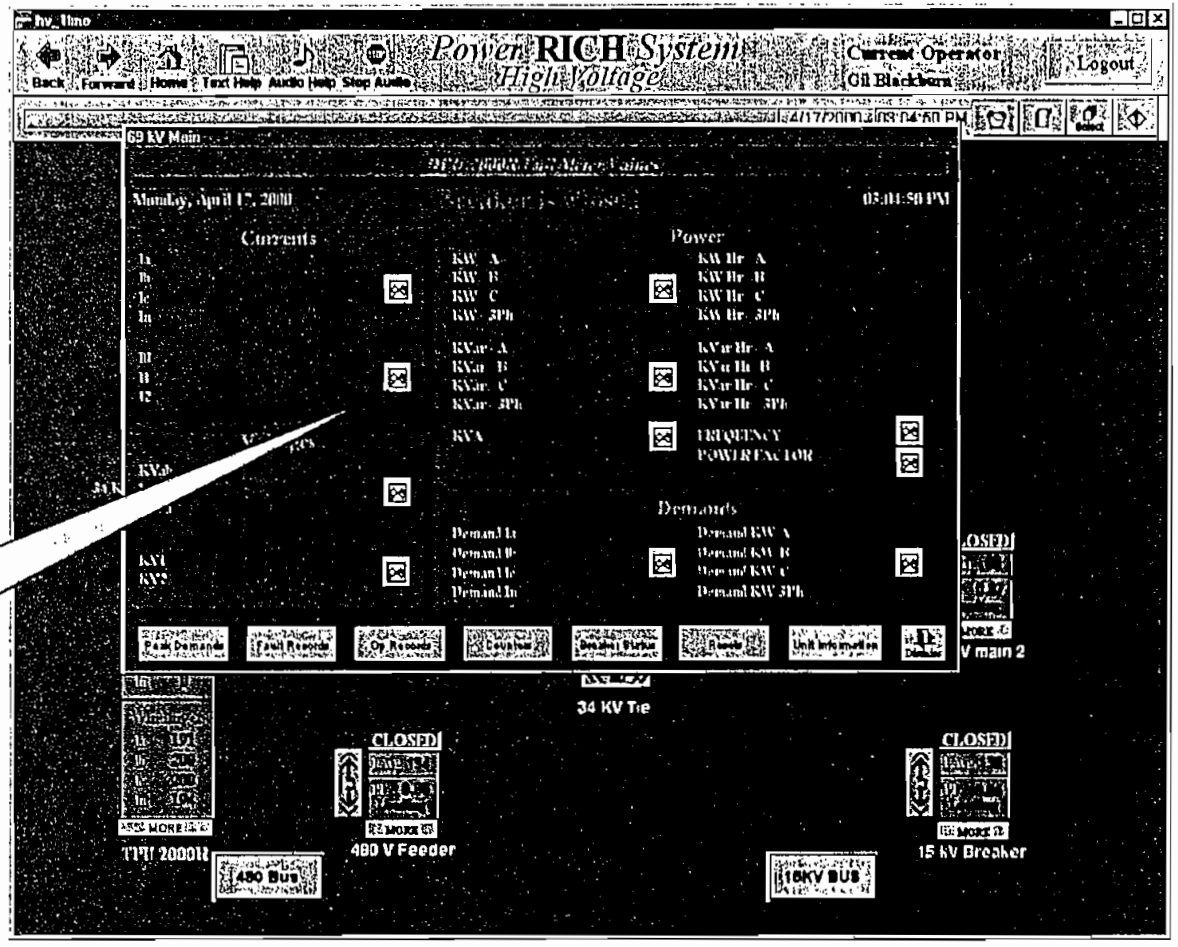

Power RICH System
High Voltage
Current Operator
Gil Blackburn
Logout
Back
Forward
Home
Text Help
Audio Help
Stop Audio
4/17/2000
02:46:32 PM
Disyuntor dañado necesita reparación
CLOSED
Breaker Operations
Monday, April 20, 1998
09:59:33 AM
Operating Cycles: 5747
Main Contact Wear
Pole 1
Pole 2
Pole 3
SF6 Pressure
66 PSI
Cabinet Temperature
27 C
Ambient Temperature
20 C
Last Contact Opening Speed
4.9 M/S
Last Contact Closing Speed
2.9 M/S
MORE
34 kV main 2
15 kV Breaker
15KV BUS

Anexo 1

BAJO VOLTAJE (MIRADA ESTÁNDAR)



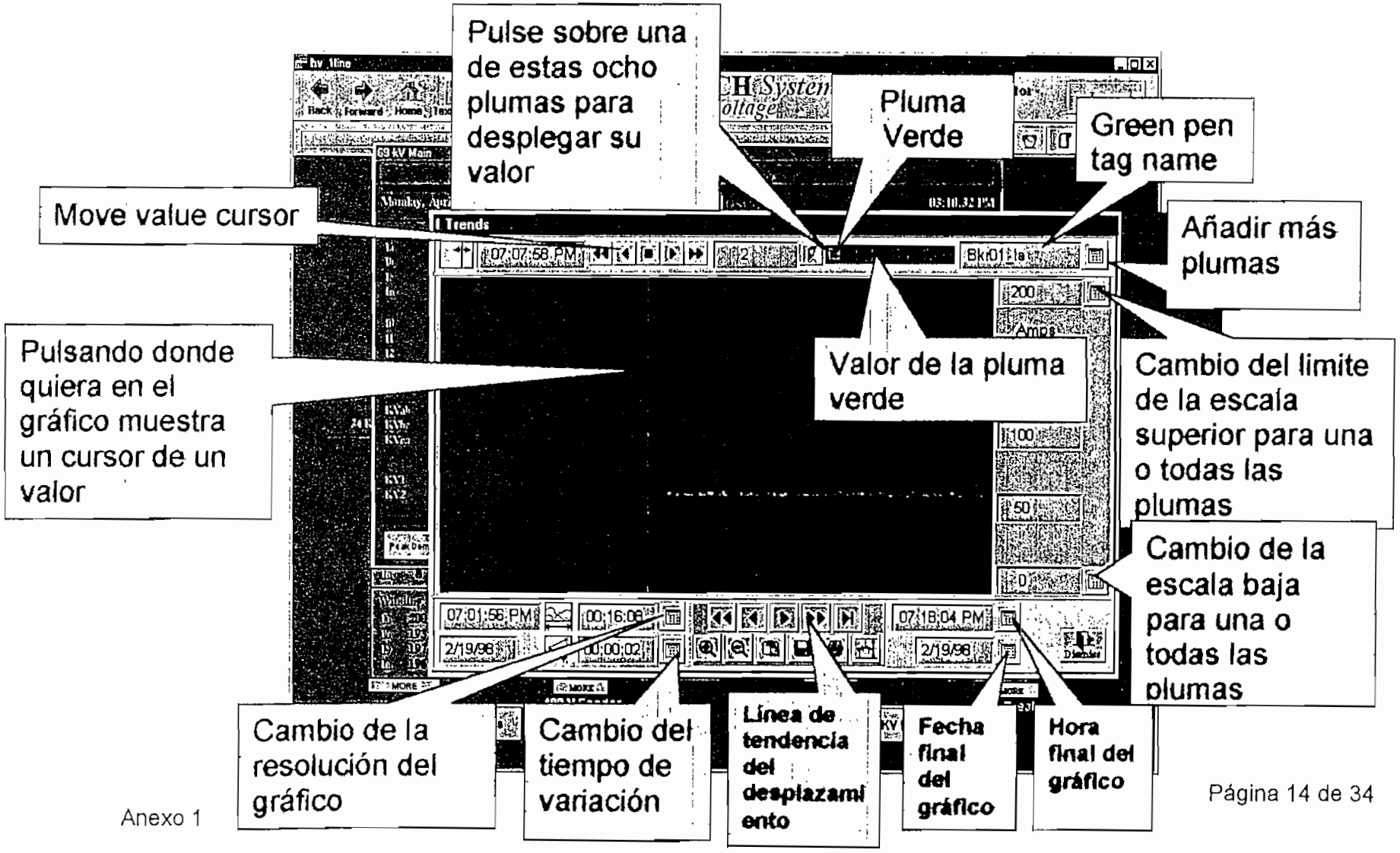
VALORES MEDIDOS COMPLETOS



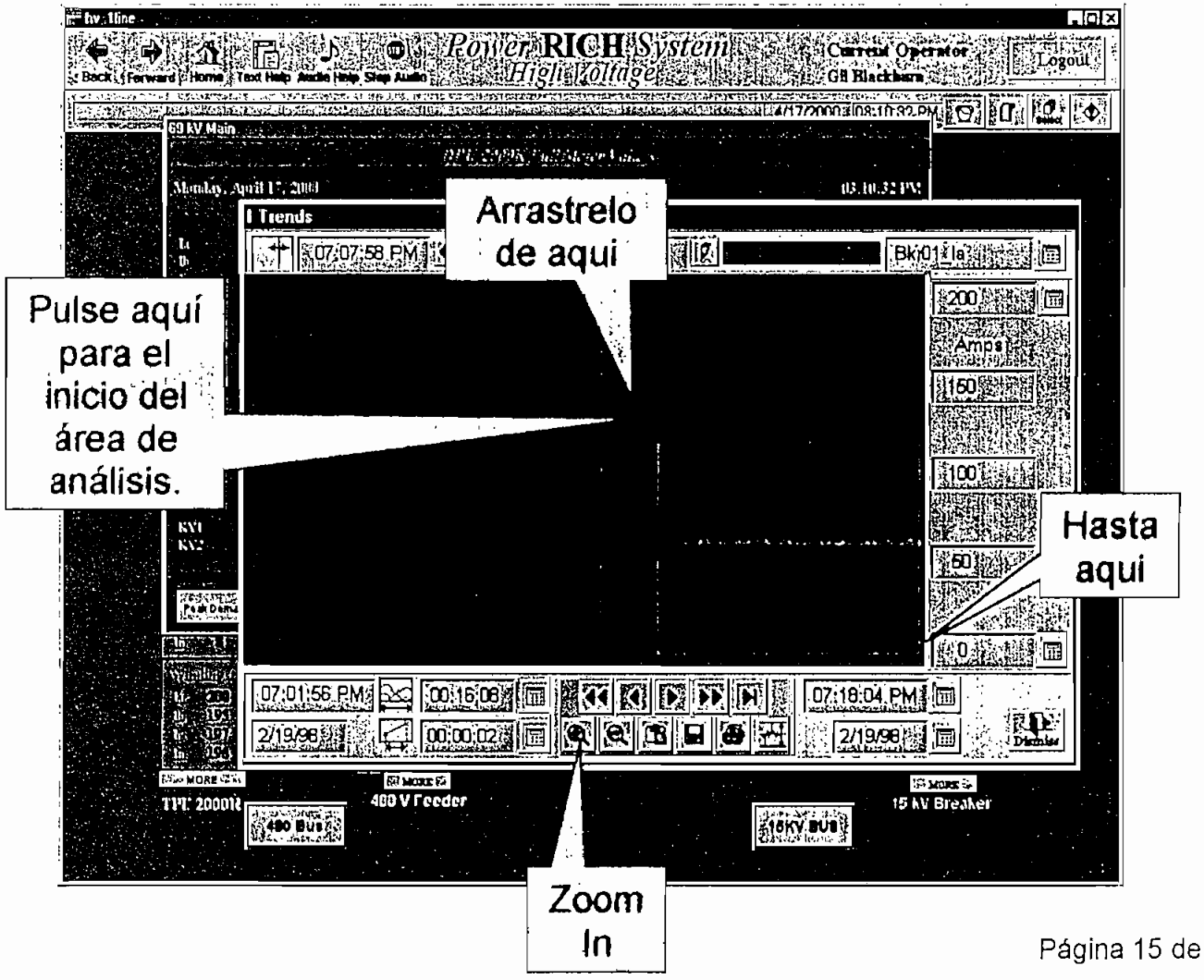
Despliegues de gráficos e información de tendencias

Anexo 1

VALORES MEDIDOS COMPLETOS (HERRAMIENTAS GRÁFICA INSTANTÁNEA)

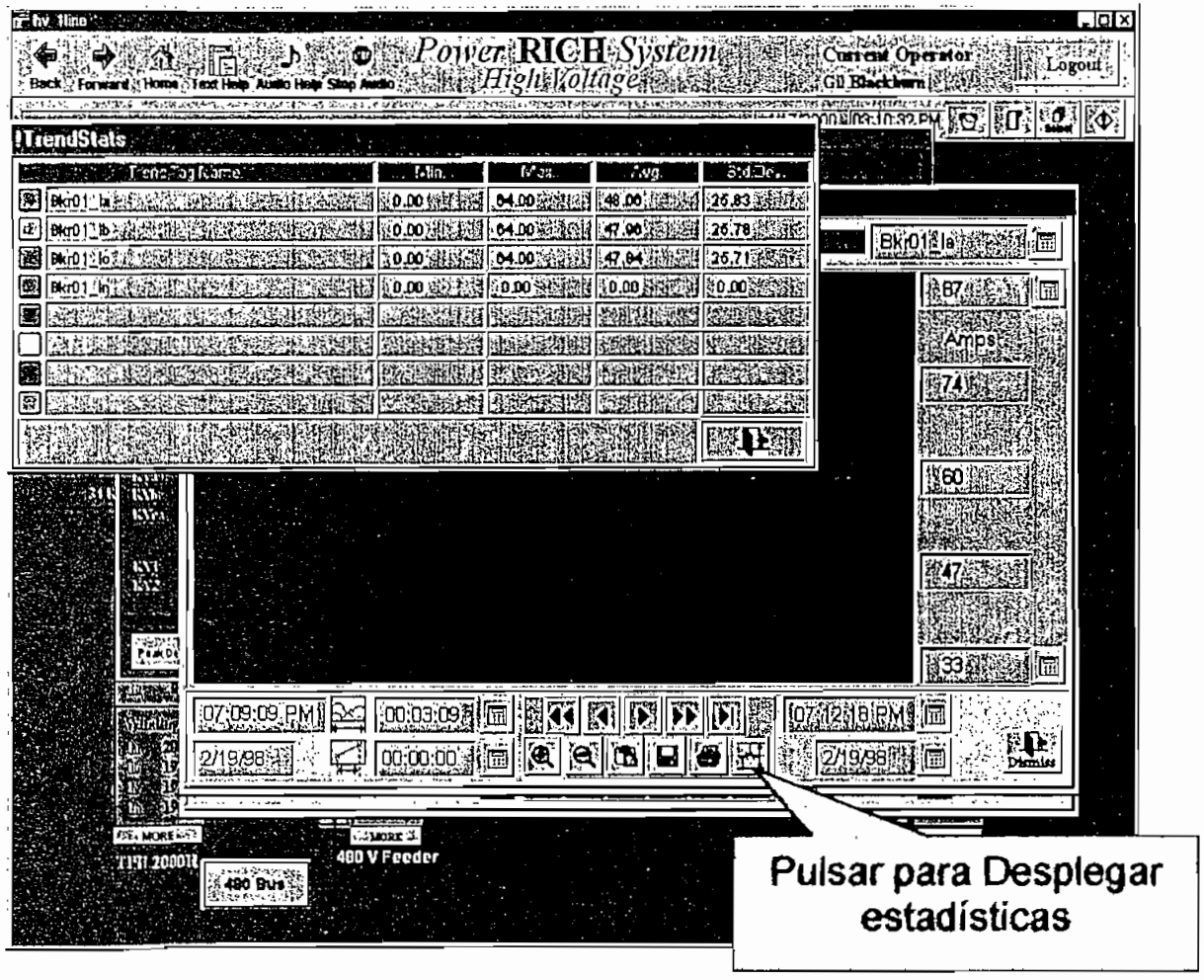


VALORES MEDIDOS COMPLETOS (ANÁLISIS DE LA TENDENCIA) (ÁREA SELECCIONADA)



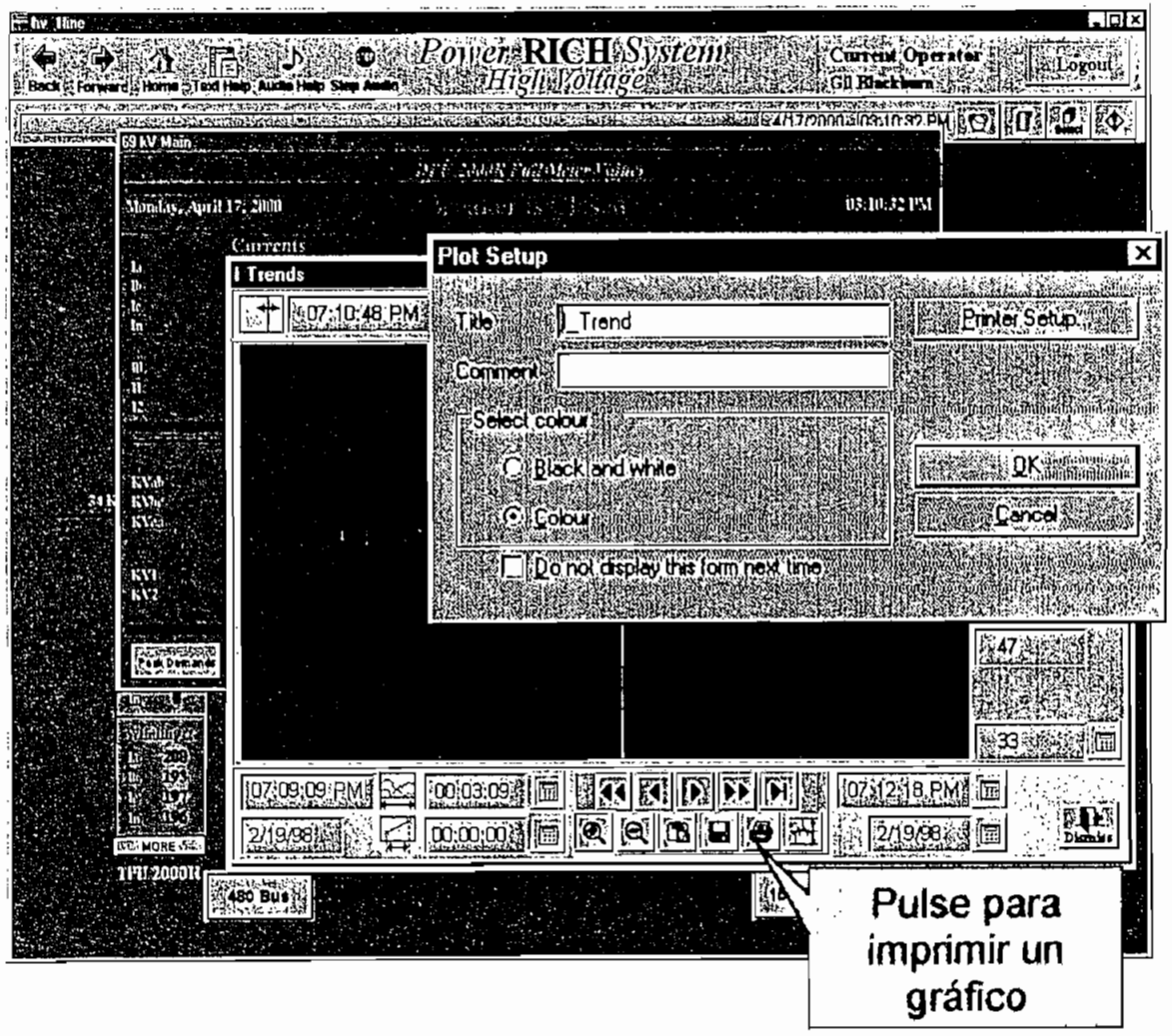
Anexo 1

VALORES MEDIDOS COMPLETOS (ANÁLISIS DE LA TENDENCIA) (ESTADÍSTICAS)



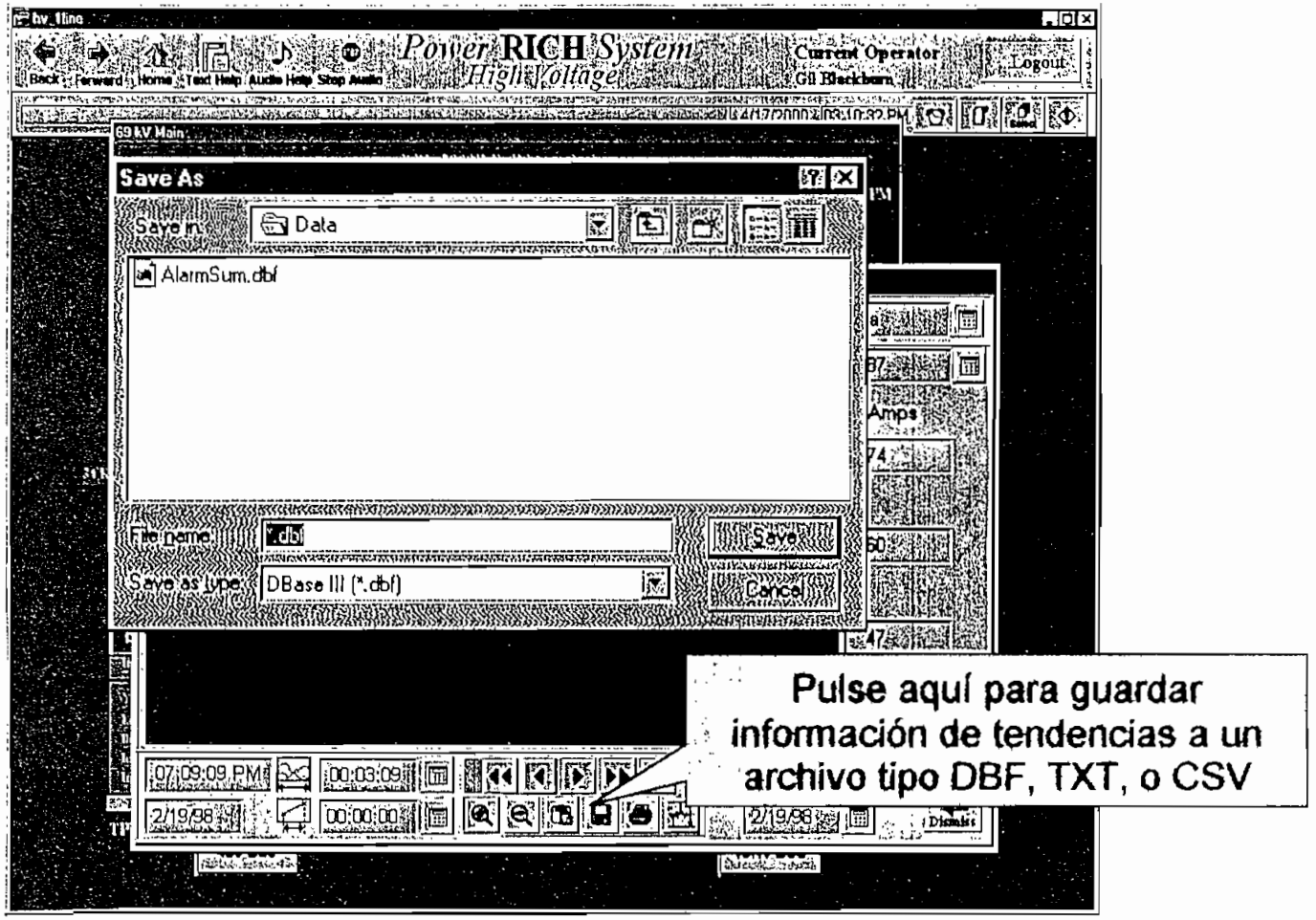
Anexo 1

VALORES MEDIDOS COMPLETOS (ANÁLISIS DE TRAZOS) (IMPRESIÓN GRÁFICA)

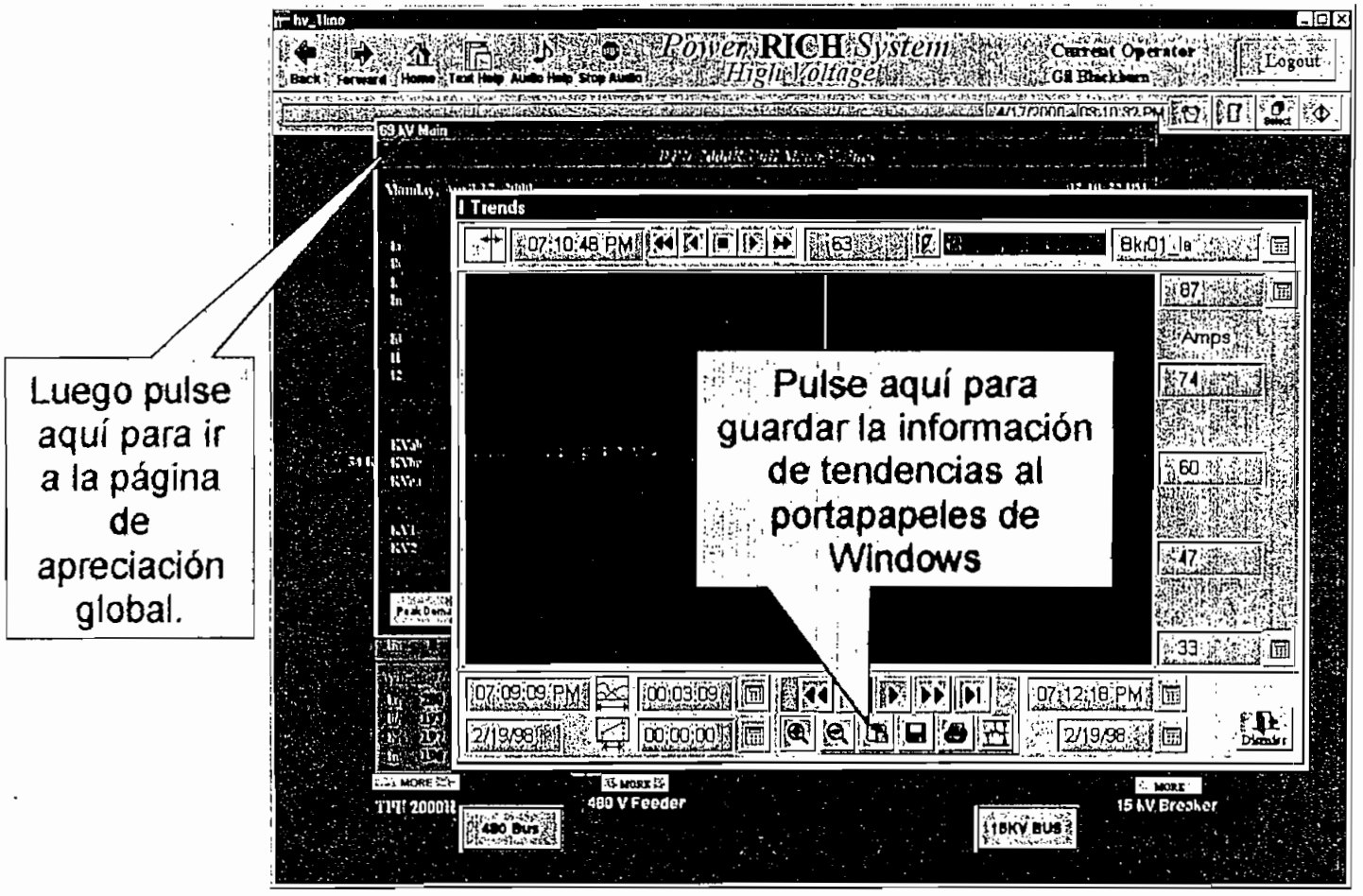


Anexo 1

GUARDAR LA TENDENCIA A ARCHIVO

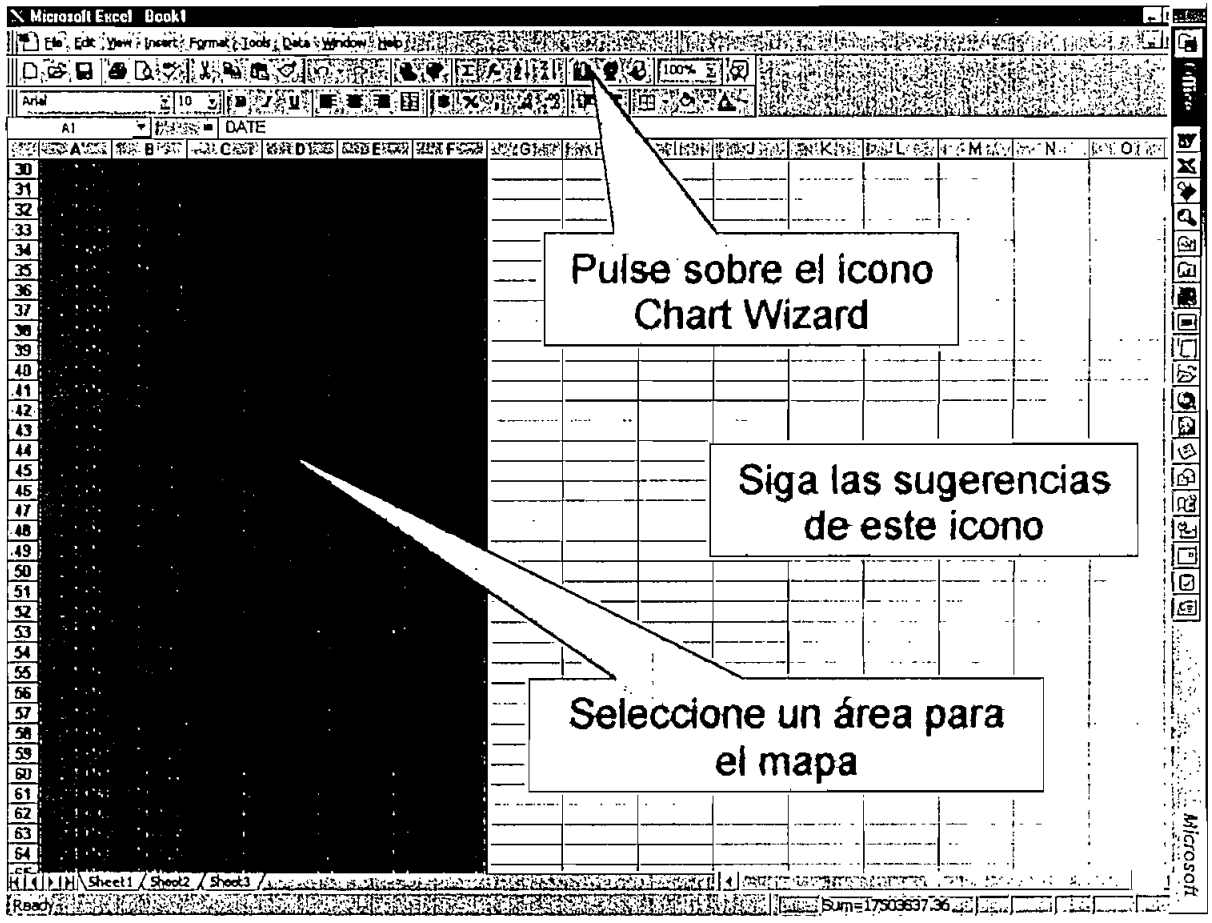


CLIPBOARD INTO EXCEL



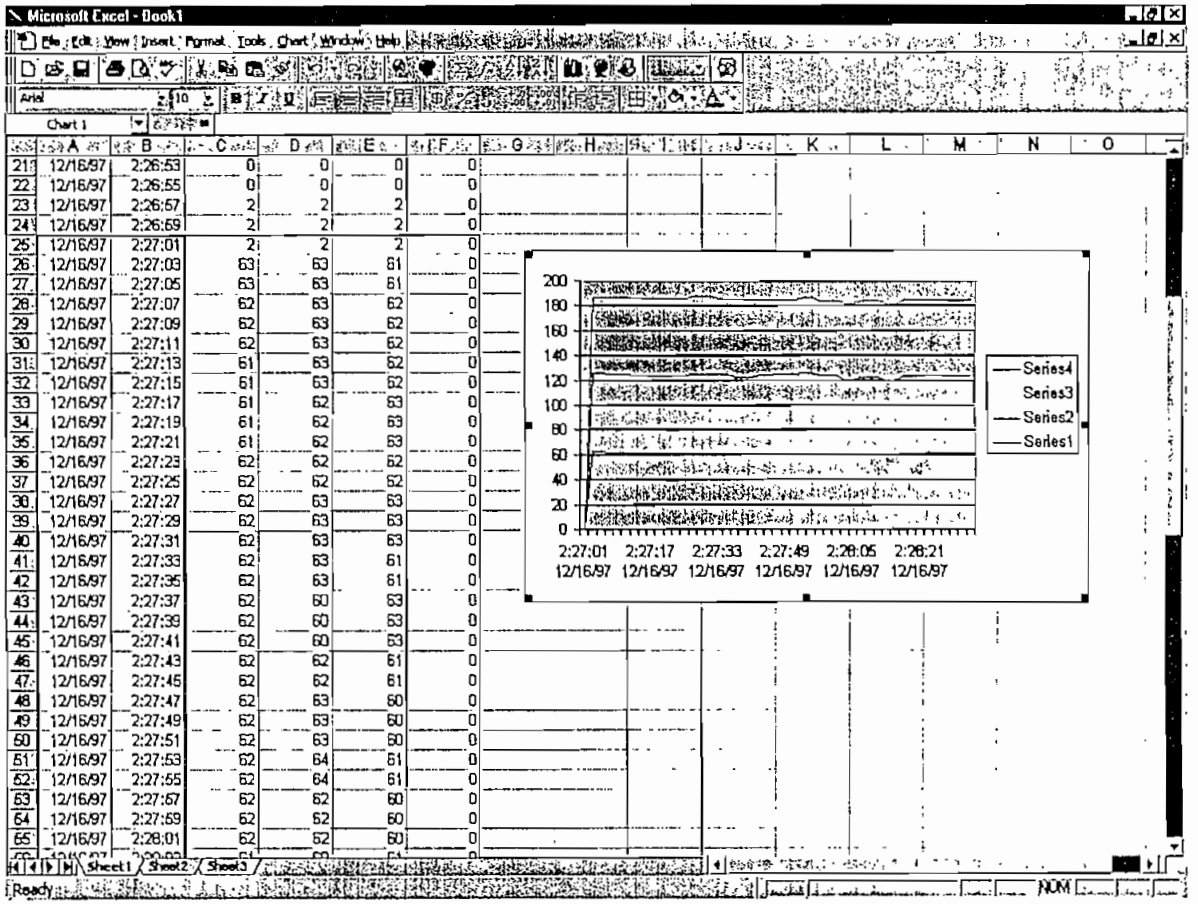
Anexo 1

EXCEL DESPUÉS DE PEGAR LOS DATOS



Anexo 1

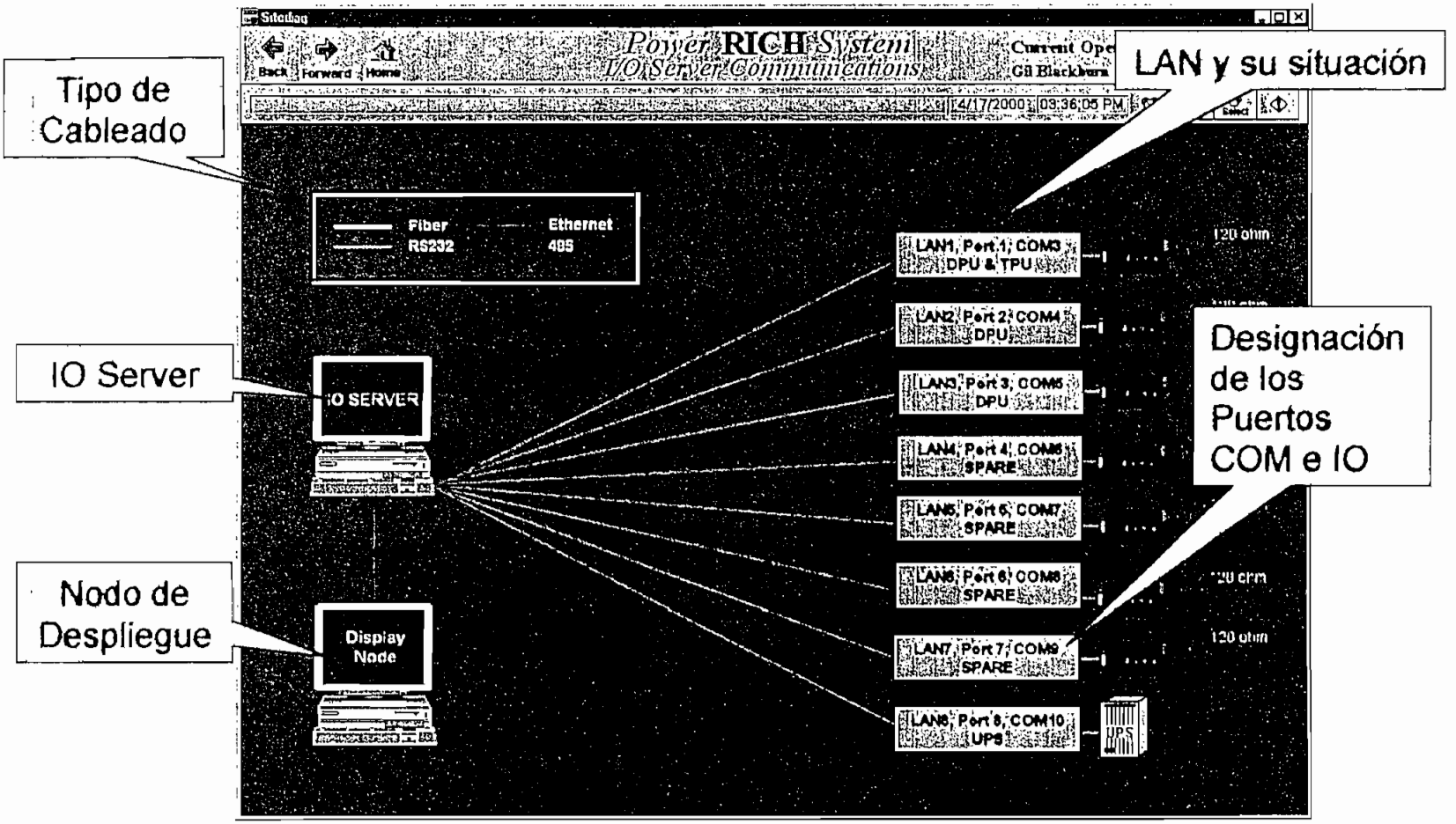
EXCEL CON GRÁFICOS



Anexo 1

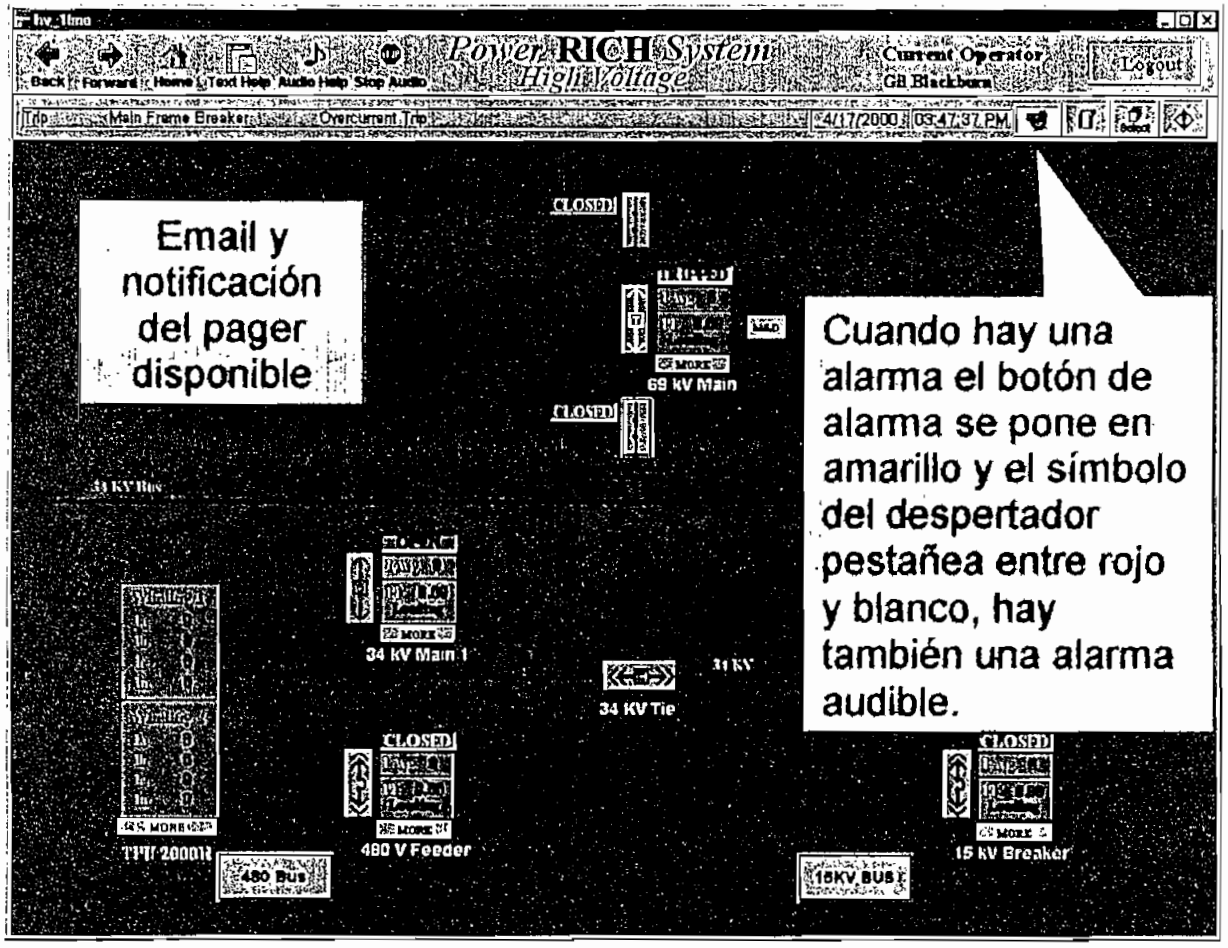
COMUNICACIONES.

DIAGRAMA DE DOCUMENTACIÓN

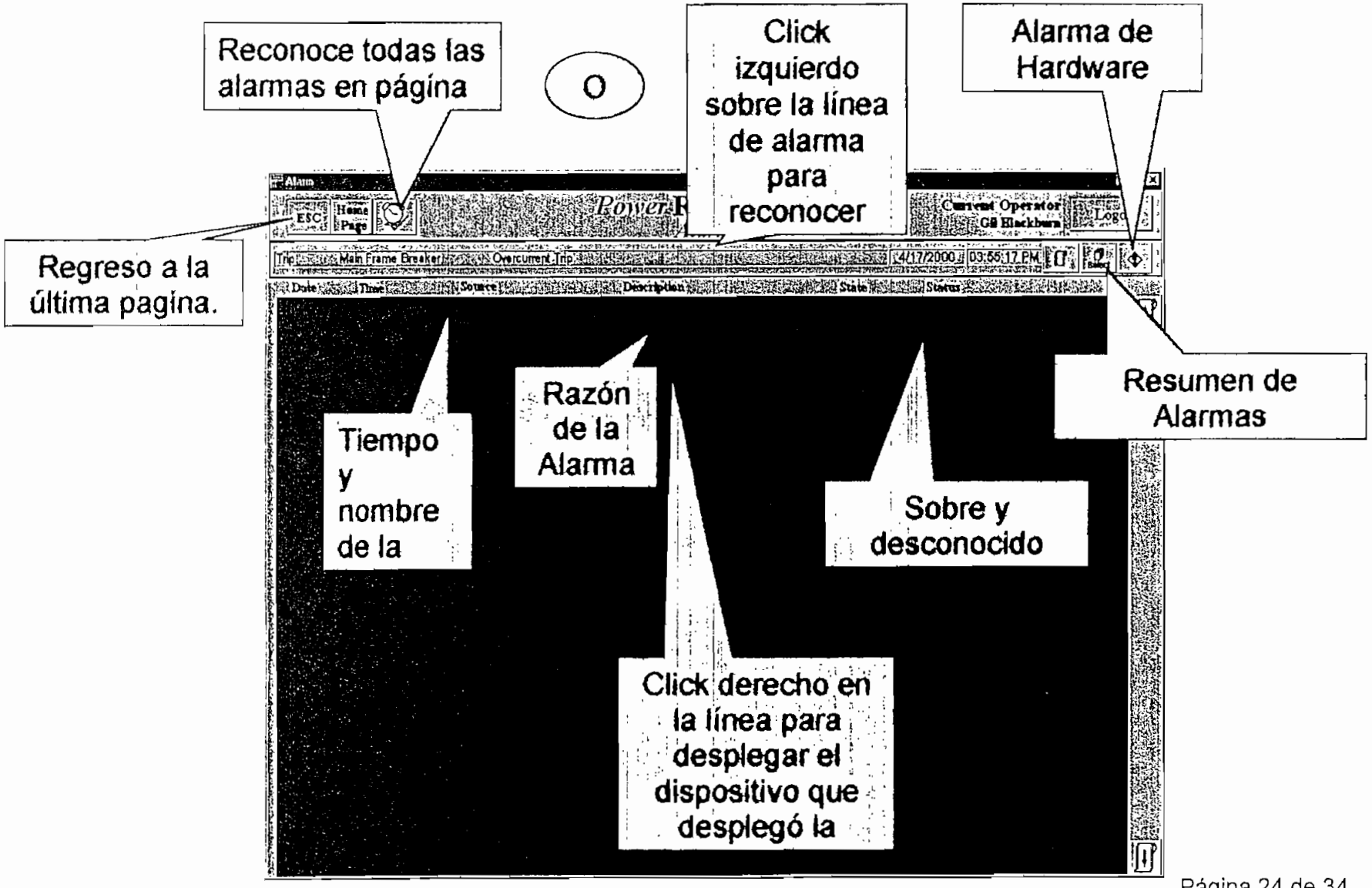


Anexo 1

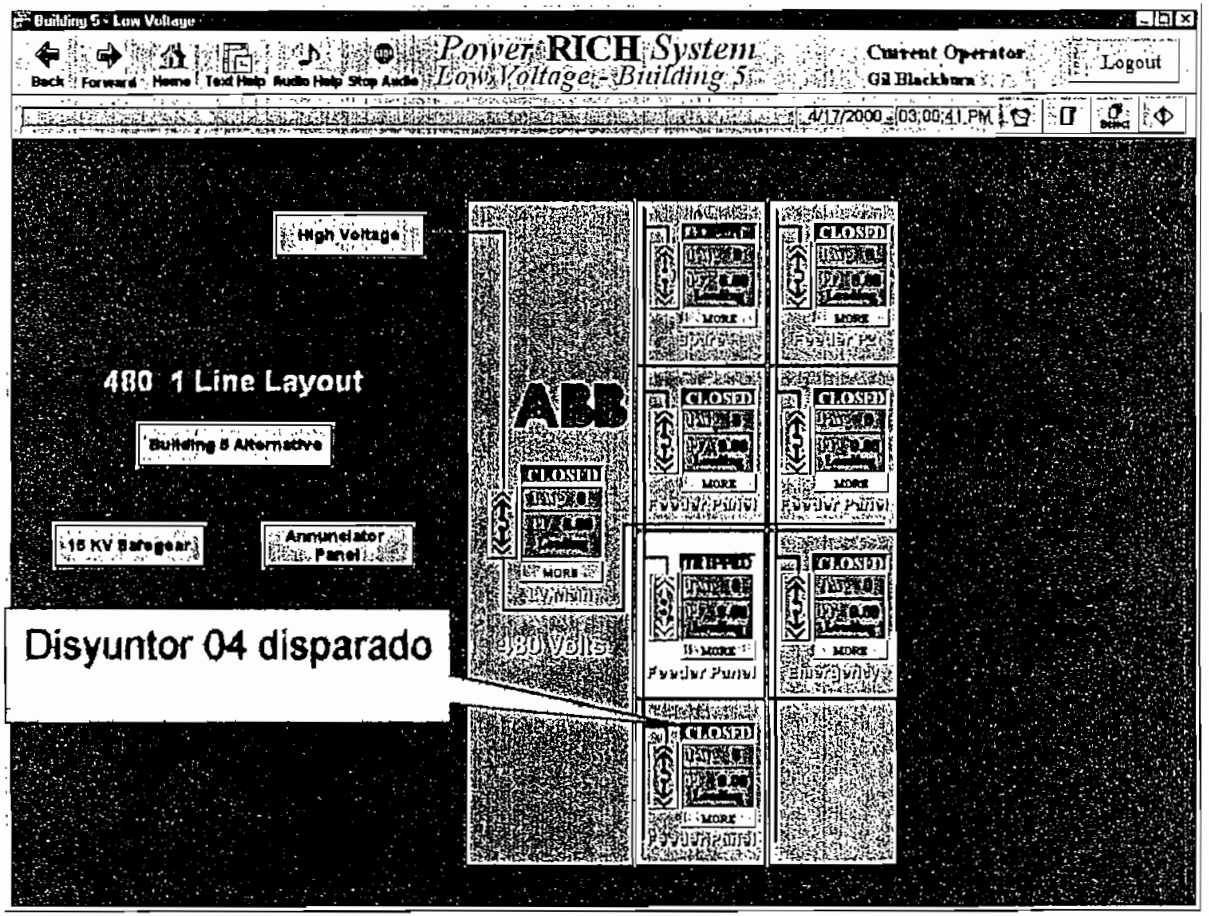
ALARMAS



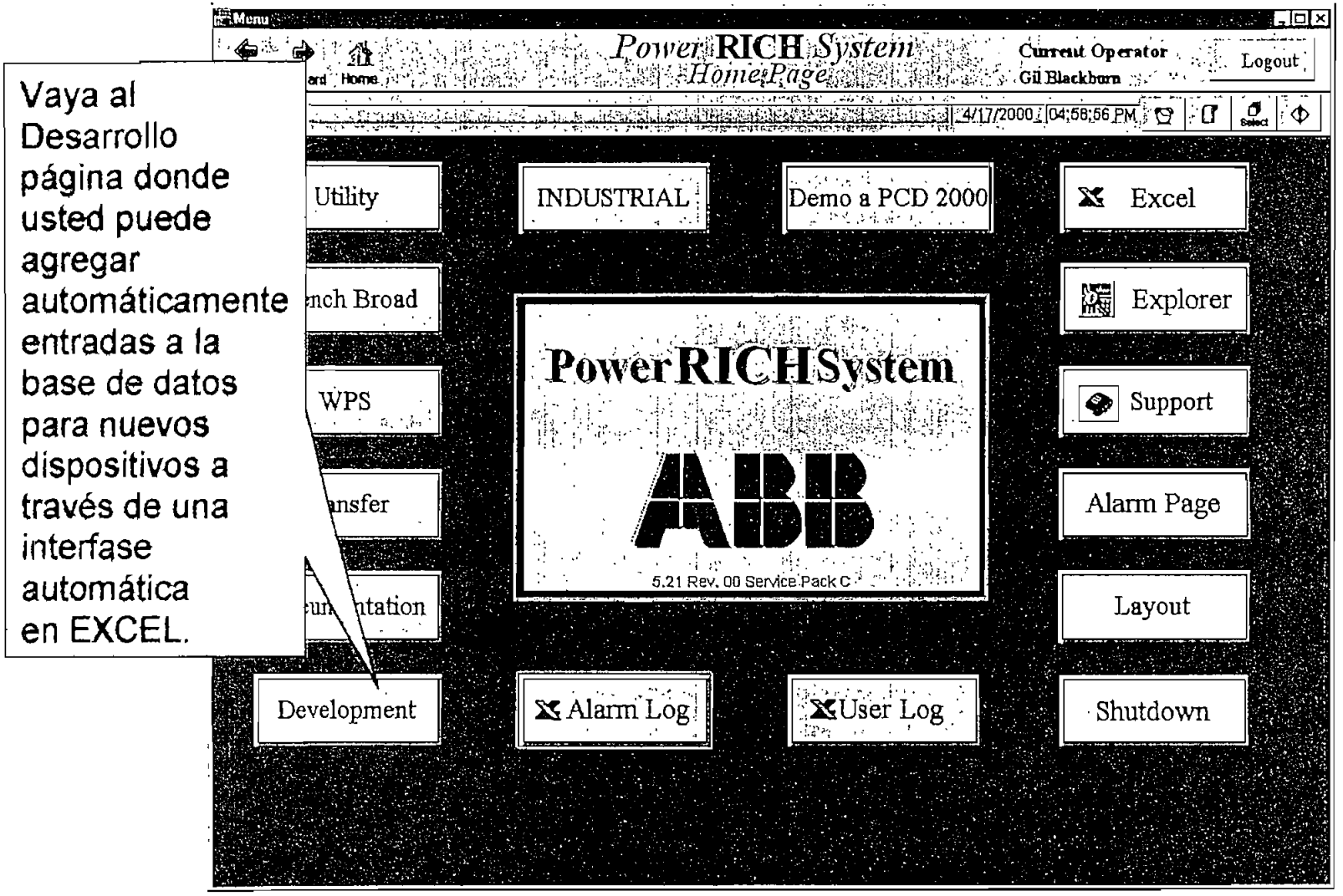
Anexo 1

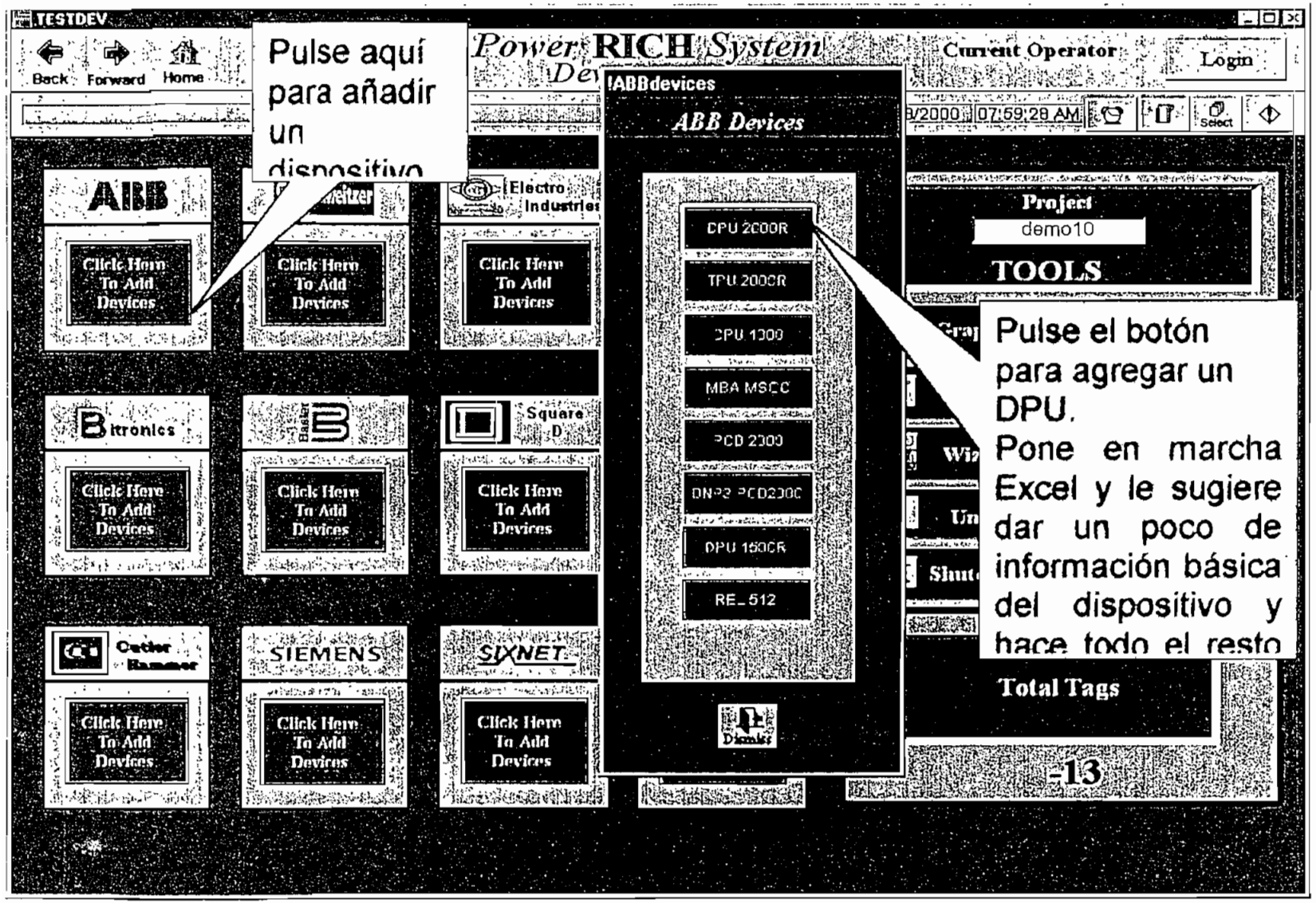

Reconoce todas las alarmas en página
O
Click izquierdo sobre la línea de alarma para reconocer
Alarma de Hardware
Regreso a la última pagina.
Tiempo y nombre de la
Razón de la Alarma
Sobre y desconocido
Resumen de Alarmas
Click derecho en la línea para desplegar el dispositivo que desplegó la

Anexo 1


Building 5 - Low Voltage
Back
Forward
Home
Text Help
Audio Help
Stop Audio
PowerRICH System
Low Voltage - Building 5
Current Operator
Gil Blackburn
Logout
4/17/2000
03:00:41 PM
High Voltage
480 1 Line Layout
Building 5 Alternative
15 KV Switchgear
Annunciator Panel
Disyuntor 04 disparado
ABB
CLOSED
TRIPPED
MORE
480 Volts
Feeder Panel

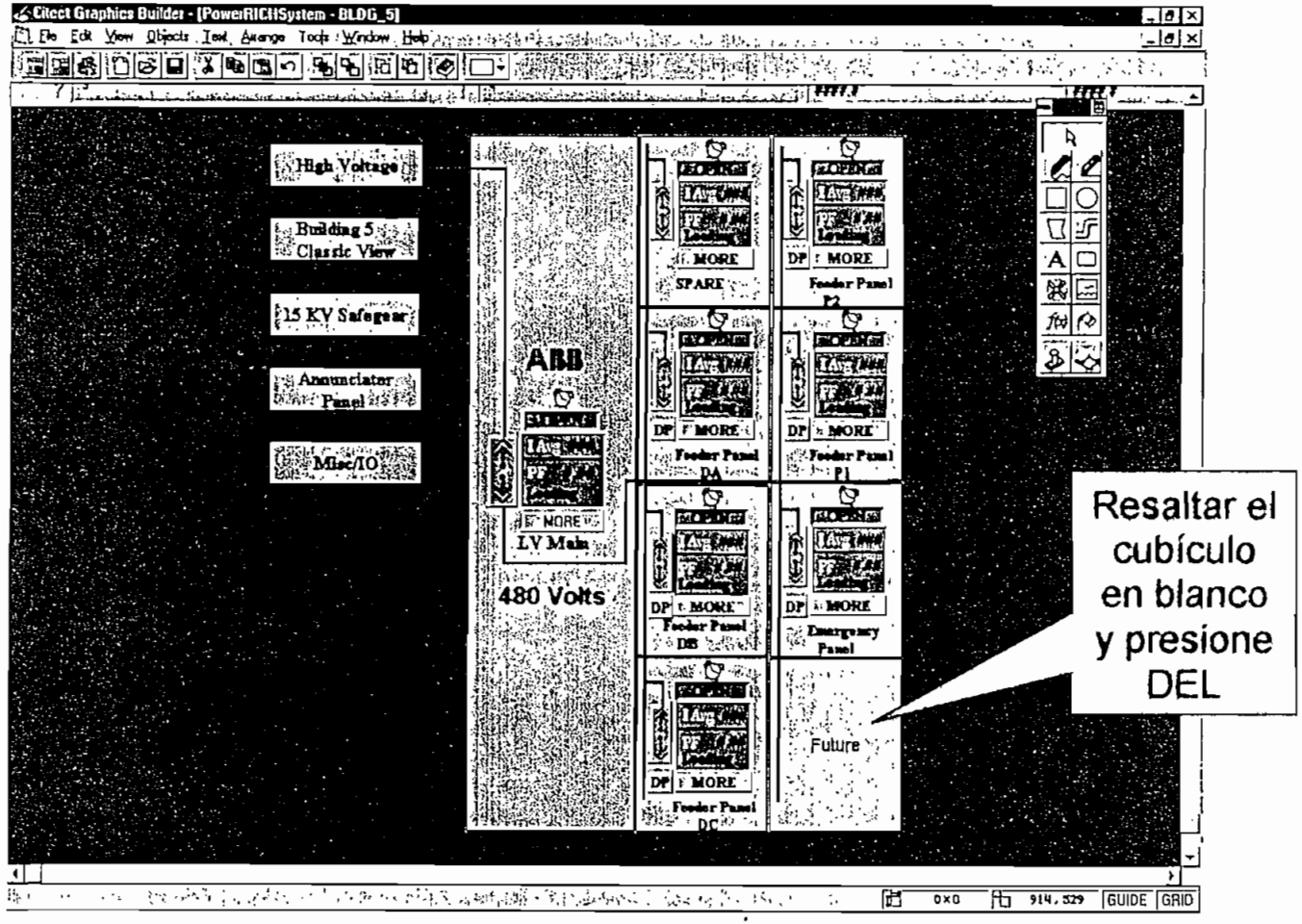
Anexo 1


Vaya al Desarrollo página donde usted puede agregar automáticamente entradas a la base de datos para nuevos dispositivos a través de una interfase automática en EXCEL.
Menu
Power RICH System Home Page
Current Operator
Gil Blackburn
Logout
4/17/2000
04:58:56 PM
Utility
INDUSTRIAL
Demo a PCD 2000
Excel
nch Broad
Explorer
WPS
Support
nsfer
Alarm Page
ntation
Layout
Development
Alarm Log
User Log
Shutdown
PowerRICHSystem
ABB
5.21 Rev. 00 Service Pack C

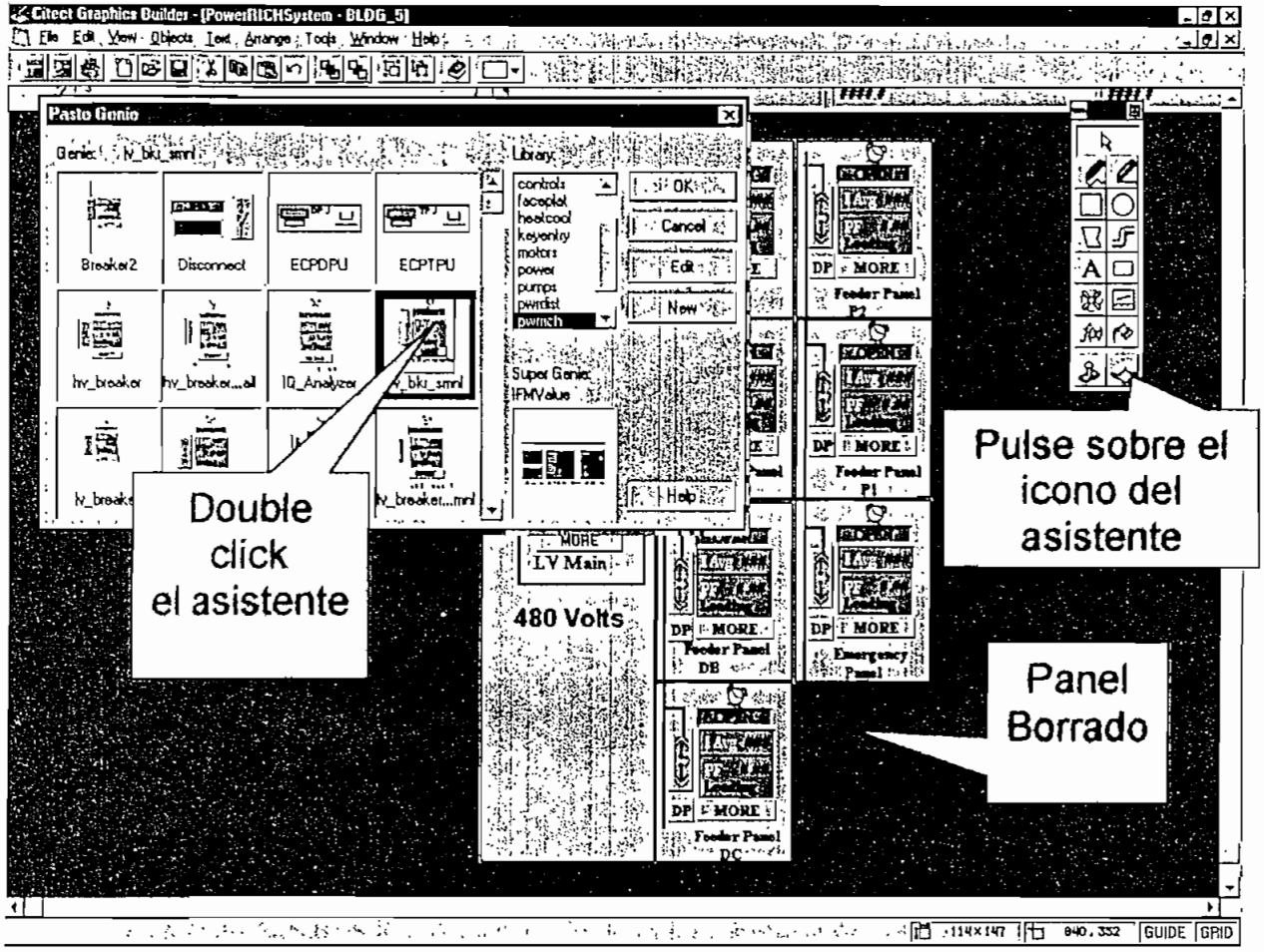

TESTDEV
Back
Forward
Home
Pulse aquí para añadir un dispositivo
PowerRICH System
Current Operator
Login
ABB Devices
ABB
Click Here To Add Devices
Electro Industries
Bitronics
Square D
Cutler Hammer
SIEMENS
SIXNET
DPU 2000R
TPU 2000R
CPU 1300
MBA MSCC
PCD 2300
DNP3 PCD2300
DPU 1500R
RE_512
Project
demo10
TOOLS
Total Tags
Pulse el botón para agregar un DPU.
Pone en marcha Excel y le sugiere dar un poco de información básica del dispositivo y hace todo el resto

AÑADIENDO UN NUEVO DISPOSITIVO

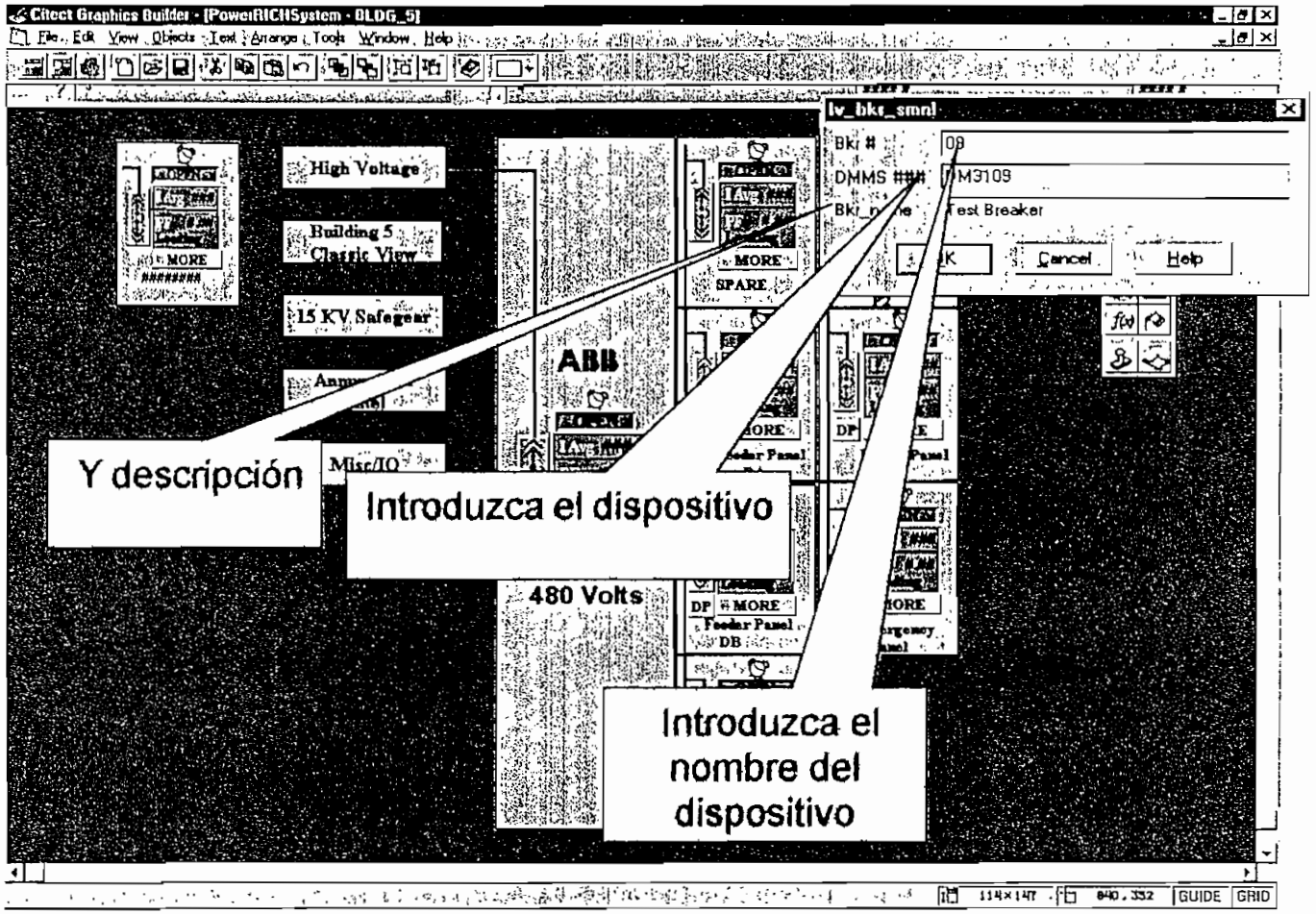
Ahora usted puede agregar un nuevo gráfico para el dispositivo usted agregó



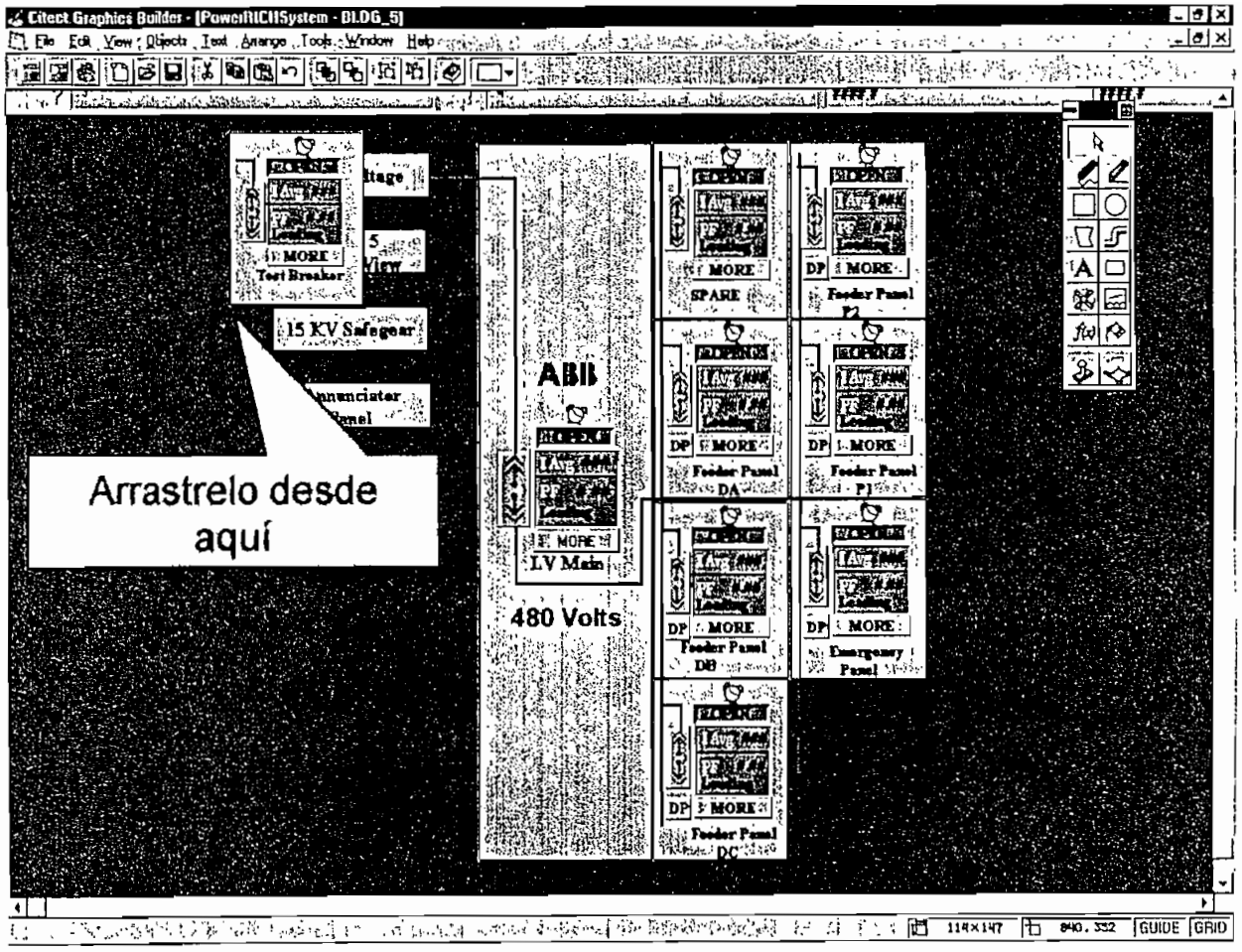
Anexo 1


Citect Graphics Builder - [PowerRICHSystem - BLDG_5]
Pasto Genio
Breaker2
Disconnect
ECPDPU
ECPTPU
hv_breaker
IQ_Analyzer
controls
faceplat
heatcool
keyentry
motors
power
pumps
pwrdist
pwrrch
OK
Cancel
Edit
New
Help
Super Genie:
IFMValue
LV Main
480 Volts
Feeder Panel
Emergency Panel
Double click el asistente
Pulse sobre el icono del asistente
Panel Borrado

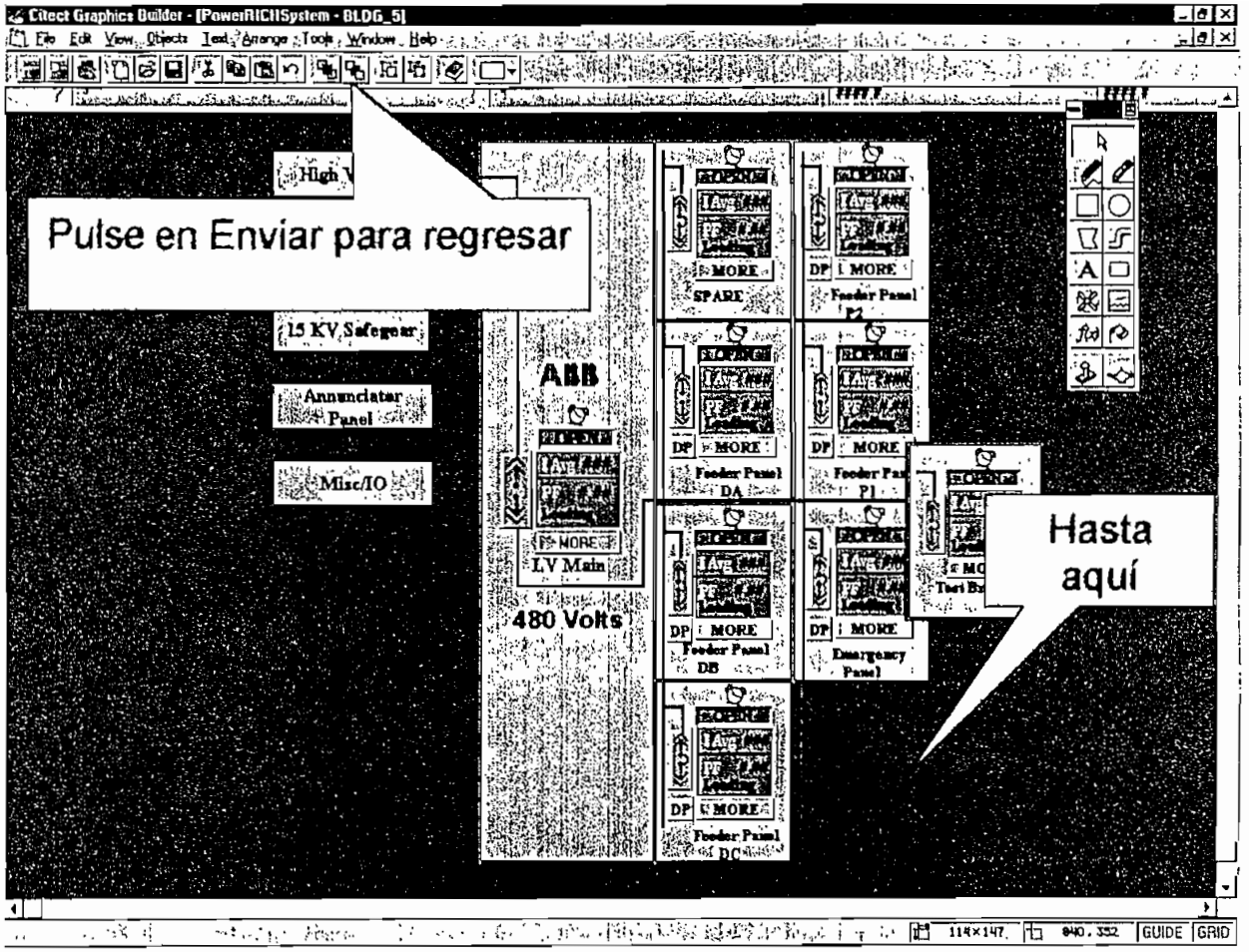
Anexo 1


Citect Graphics Builder - [PowerRICHSystem - BLDG_5]
File Edit View Objects Text Arrange Tools Window Help
High Voltage
Building 5 Classic View
15 KV Safegear
Misc/IO
ABB
480 Volts
MORE
SPARE
Feeder Panel
DB
lv_bkr_smnl
Bkr #
08
DMMS ###
M3109
Test Breaker
OK
Cancel
Help
Y descripción
Introduzca el dispositivo
Introduzca el nombre del dispositivo
GUIDE
GRID

Anexo 1

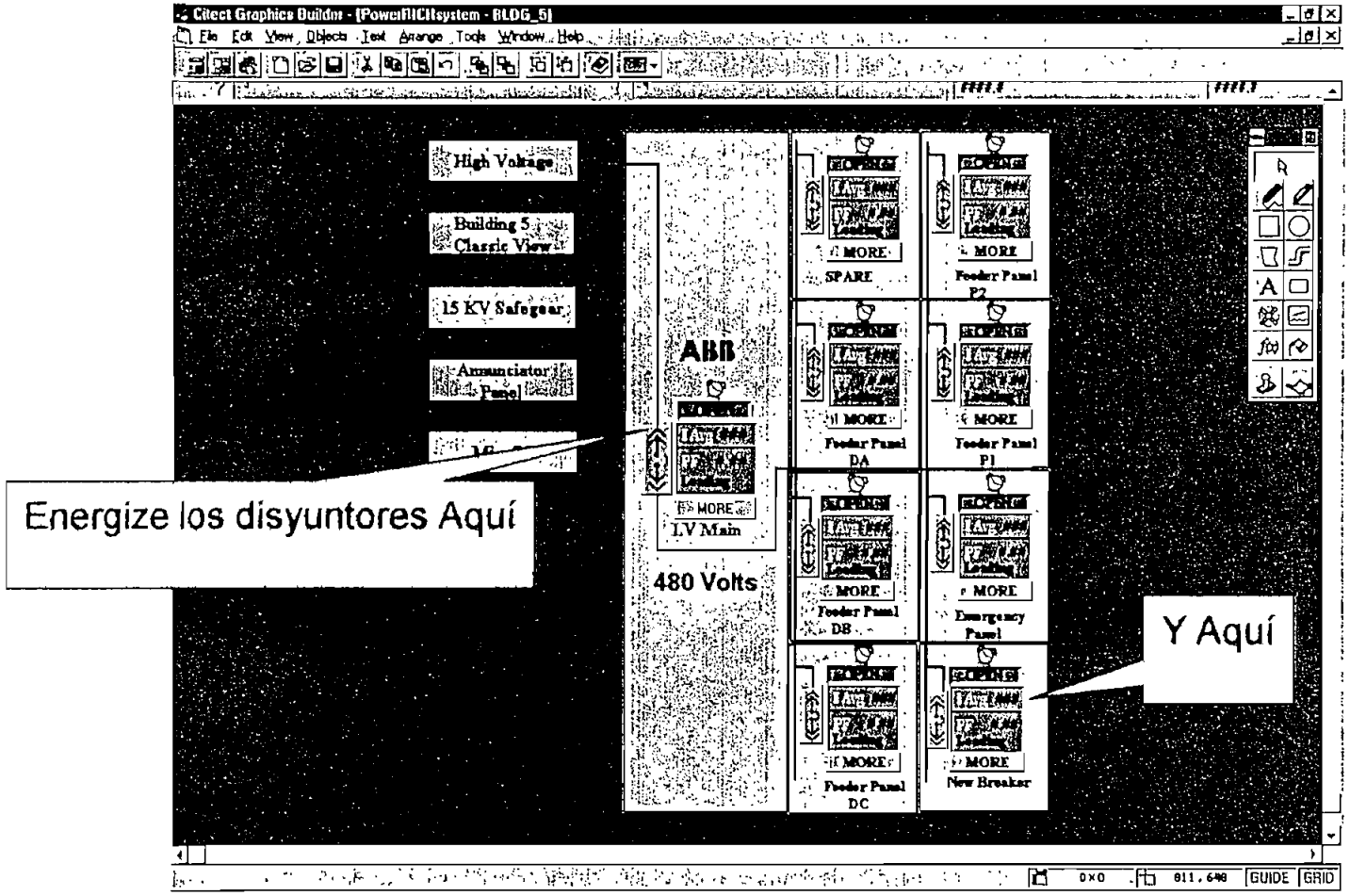

Citect Graphics Builder - [PowerRICHSystem - BLDG_5]
File Edit View Objects Text Arrange Tools Window Help
MORE
Test Breaker
15 KV Safegear
Annunciator Panel
Arrastrelo desde aquí
ABB
MORE
LV Main
480 Volts
MORE
SPARE
DP MORE
Feeder Panel DA
DP MORE
Feeder Panel DB
DP MORE
Feeder Panel DC
DP MORE
Feeder Panel
DP MORE
Feeder Panel
DP MORE
Emergency Panel
114×147
840, 332
GUIDE
GRID

Anexo 1

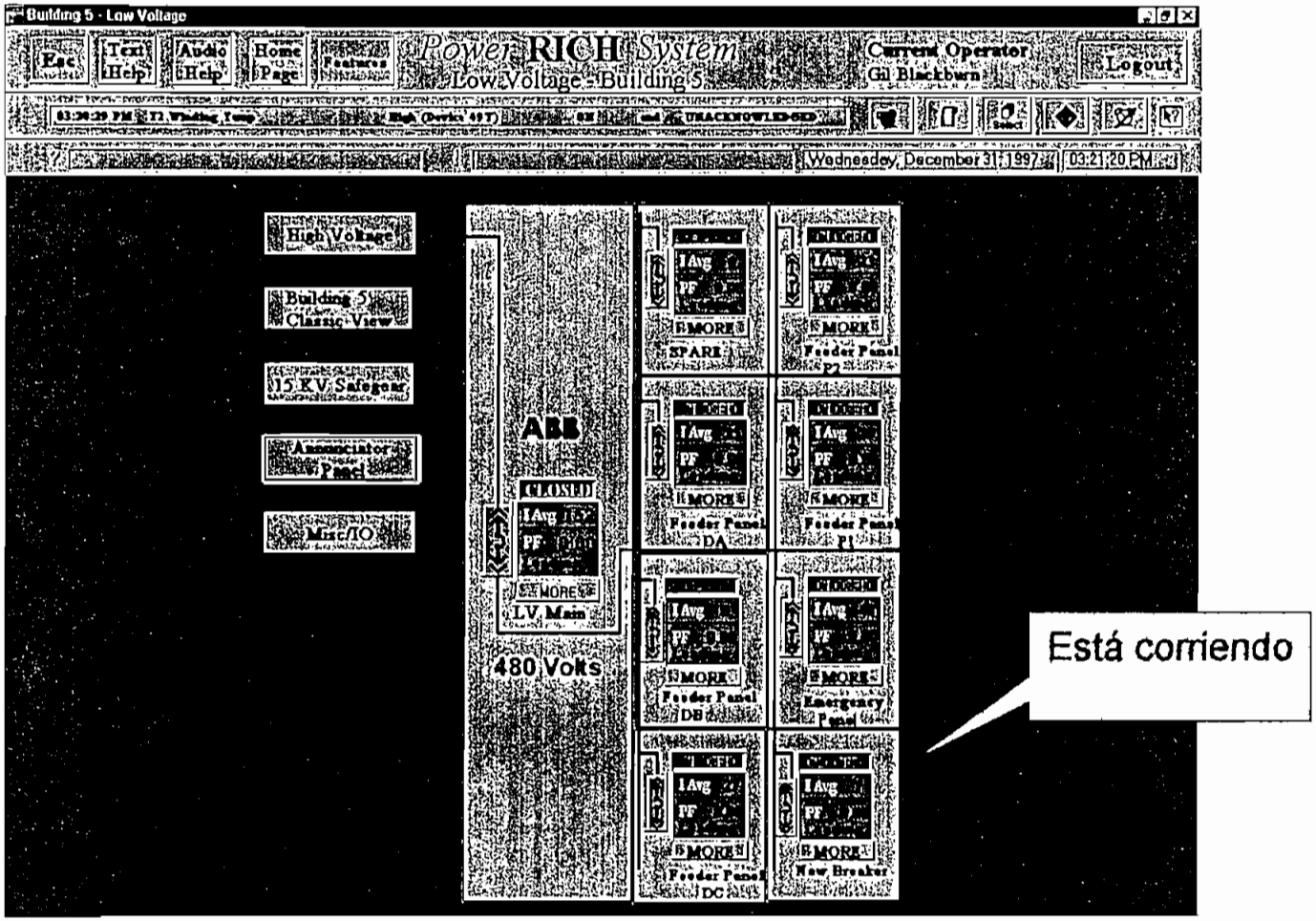

Pulse en Enviar para regresar
15 KV Safegear
Annunciator Panel
Misc/IO
ABB
LV Main
480 Volts
SPARE
Feeder Panel
DA
Feeder Panel
DB
Emergency Panel
Hasta aquí
GUIDE
GRID

Anexo 1

DISPOSITIVO AÑADIDO



Anexo 1


Building 5 - Low Voltage
Esc
Text Help
Audio Help
Home Page
Features
PowerRICH System
Low Voltage - Building 5
Current Operator
Gil Blackburn
Logout
Wednesday, December 31, 1997
03:21:20 PM
High Voltage
Building 5 Classic View
15 KV Safegear
Annunciator Panel
Misc/IO
ABB
CLOSED
I Avg
PF
MORE
LV Main
480 Volts
SPARE
Feeder Panel P2
Feeder Panel DA
Feeder Panel P1
Feeder Panel DB
Emergency Panel
Feeder Panel DC
New Breaker
Está corriendo

Anexo 1

ANEXO 2

LEVANTAMIENTO DE DATOS DE CAMPO

PATIO DE 46 KV

DESCRIPCION DEL COMPONENTE: Disyuntor de interconexión de Línea
CANTIDAD: 2

DATOS GENERALES

Marca: ITE
Voltaje de operación: 46 KV
Corriente nominal: 1200 A
Ubicación física: se encuentra en el patio de 46 KV (Denominación S10 y S40)
Año de fabricación:1977
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TECNICOS

Tipo: 46 KS 1500 12 D
No. Serie: (S10): 41206781033, (S40): 41206781055
Clase: en gran volumen de aceite
Máximo voltaje de operación: 48,3 KV
Tiempo de interrupción: 0,08 seg
Voltaje disparo: DC 140 V
Voltaje motor: AC 208 V
Frecuencia: 60 Hz
Nivel de aislamiento (Bil) AT. 250 KV
Peso total: 3714 Kg
Número de interrupciones: 416
Corriente de cortocircuito: 17 KA

OTRAS CARACTERISTISTICAS

Volumen aceite: 315 gl
Peso sin aceite: 2510 Kg
Transformadores de corriente, cantidad: 6 unidades
Marca: ITE
Tipo: BR (Bushing)
Relación: 1200/600/300/5
Clase precisión: 2.5 L 400

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Disyuntor de recepción de línea.
CANTIDAD: 3

DATOS GENERALES

Marca: ITE
Voltaje de operación: 46 KV
Corriente nominal: 1200 A
Ubicación física: se encuentra a llegada líneas Santa Rosa S/E 3 y S/E sur
Año de fabricación: 1977
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TECNICOS

Tipo: 46 KS 1500 12D
No. serie: S30 41-20678-1044
S20 41-20678-1022
S60 41-20678-1011

En gran volumen de aceite
Máximo voltaje de operación: 48,3 KV
Tiempo de interrupción: 0,08 seg 5 ciclos
Voltaje disparo: DC 140 V
Voltaje motor: AC 208 V
Frecuencia: 60 Hz
Nivel de aislamiento (Bil) AT: 250 KV
Peso total: 3714 Kg
Corriente de cortocircuito: 17 KA

OTRAS CARACTERISTICAS

Volumen aceite: 315 gl
Peso sin aceite: 2510 Kg
Transformadores de corriente,
cantidad: 6 (por disyuntor)
Marca: ITE
Tipo: BR (Bushing)
Relación: 1200/600/300/5
Clase aislamiento: 2.5L.400

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Disyuntor de recepción de línea.
CANTIDAD: 3

DATOS GENERALES

Este disyuntor corresponde al marcado como S50. Sirve para la recepción de la Línea Santa Rosa 2.

Este equipo fue montado por la División de Diseño y Construcción en Marzo de 1996.
Ubicación: Se encuentra en el patio de 46 kV de la subestación.

DATOS TECNICOS

Marca: MEIDEN
Año de Fabricación: 1987
País: JAPON
Tipo: VBO60525B
No. Serie: 8G9246DD
Clase: SF6
Máx. Voltaje operación: 72.5 kV
Cap. interrupción: 25 kA
BIL: 350 kV
Tiempo interrupción: 0.05 seg
Duración cierre: 0.12 seg.
Ciclo de operación: 0-0.3 seg-CO-3 min-Co
No. Inte: 110
Vdisparo: 125 V DC
V. motor: 208 V ac
Presión gas: 1.5 kg/cm3
Norma: IEC-56

TRAFOS DE CORRIENTE

Cantidad: 6
Tipo: HCE-7250C
Relación de transformación: 1200-600-300/5-5
Peso: 95 kg

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Seccionador de recepción de línea.
CANTIDAD: 10

DATOS GENERALES

Tipo: seccionador de línea
Marca: ABB (Asea Brown Bovery)
Voltaje de operación: 46 KV
Corriente nominal: 1250 A
Ubicación física: se encuentran en las llegadas de las líneas que vienen de la S/E Santa Rosa, S/E 3, S/E Sur
Denominación: S64; S34; S68; S38; S28; S24; S44; S14; S48; S18.
Año de instalación en la ubicación actual: 1992
País de procedencia: Suecia

DATOS TÉCNICOS

Sistema de operación: manual
Fases: trifásico
Corriente de cortocircuito: 30 KA/seg
Máximo voltaje de operación: 72,5 KV
Tipo: NBR 72,5/1250 B

OTRAS CARACTERÍSTICAS

Bil: 325 KV
Clase: La 426001 E

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Seccionador de recepción de línea.
CANTIDAD: 4

DATOS GENERALES

Tipo: seccionador de línea y puesta a tierra
Marca: ABB (Asea Brown Bovery)
Voltaje de operación: 46 KV
Corriente nominal: 1250 A
Ubicación física: se encuentran en los pórticos de llegada de línea de las S/E Santa Rosa, S 1 y 2, S/E 3, S/E Sur
(Denominación: L23; L56; L33; L11)
Año de instalación en la ubicación actual: 1992
País de procedencia: Suecia

DATOS TÉCNICOS

Sistema de operación: manual
Fases: trifásico
Corriente de cortocircuito: 30 KA/
Máximo voltaje de operación: 72,5 KV
Tipo: NBR 72,5/1250 B
Mecanismo operación: ABB 5254744.F

OTRAS CARACTERÍSTICAS

Bil: 325 KV
Clase: La 426001 E

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Seccionador de recepción de línea.
Cantidad: 2

DATOS GENERALES

Estos seccionadores corresponden a los nÚmeros S58 y S54, adyacentes al disyuntor S50. Se utilizan en la recepciÓn de la l/t Santa Rosa 2.
Este equipo fue montado por la División de Diseño y Construcciçon de L/T y S/E en marzo de 1996.
Ubicación: Se encuentran en el patio de 46 kV junto al pórtico de servicio al disyuntor S50.
Origen: Crédito Japonés.
Marca: TAKAOKA

DATOS TECNICOS

In = 1250 A
Vmax = 72.5 kV
Icc = 40 kA
Voltaje operacion = 46 kV
BIL = 350 kV
Operación: manual.

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Seccionador de recepción de línea.
CANTIDAD: 2

DATOS GENERALES

Marca:
Ubicación: Pórtico de 46 kV, salida a los transformadores de fuerza No. 1 y 2
Año de instalación: 1986
País de procedencia:

DATOS TÉCNICOS

Voltaje de operación: 46 kV
Tipo: Seccionador de línea
Sistema de operación: Manual
Fases: trifásico

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Transformadores de Potencial de Barras Colectoras.
CANTIDAD: 3

DATOS GENERALES

Estos transformadores de potencial están ubicados en el patio de 46 kV. en las terminales de barras.

Fueron montados en marzo de 1996 por personal de la División de Diseño y Construcción de L/T y S/E.

Origen: Crédito Japonés

DATOS TECNICOS

Marca: Nissin
Tipo FV 40
Año fabricación: 1987
BIL: 250 kV
Relación de transformación: 46000/214 V

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Transformadores de Potencial de recepción deLineas.
CANTIDAD: 6

DATOS GENERALES

Marca: Westhighouse
Tipo: APT 250
Relación de transformación: 46000/1,73-214/1,73 V
Ubicación física: se encuentra en la llegada de líneas S/E 3-7, S/E Sur.
Año de fabricación: 1978
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU
Clase precisión: GBS 14916
Bil: 250 KV

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Transformadores de Potencial de recepción deLineas.
CANTIDAD: 6

DATOS GENERALES

Marca: ASEA
Ubicación física: Llegada de línea S/E Rosa.
Año de instalación: 1979

DATOS TÉCNICOS:

Voltaje de operación: 46 kV

PATIO DE 23KV

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Disyuntor del Banco de Capacitores
CANTIDAD: 2

DATOS GENERALES

Marca: SOUTH WALLES
Voltaje de operación: 23 kV
Corriente nominal: 800 A
Ubicación física: Patio de 23 kV, sirve para Banco de Capacitores No.1
Año de fabricación: 1979
Año de instalación actual: 1979
País de procedencia: Inglaterra

DATOS TÉCNICOS

Tipo: EO1
Serie No.: 108714 (Bco. 1)
108712 (Bco. 2)
Clase: Gran volumen de aceite
Normas: B5 116
Voltaje disparo: 125 V DC
Frecuencia: 60 Hz
Nivel aislamiento: 200 kV
Capacidad interrump.: 500 MVA
Peso Total: 1982 Kg

Transformador de corriente: 3
Marca: SOUTH WALLES
Tipo: "BUSHINGS"
Relación Transformador: 300/150/5 A

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Disyuntor de Alimentación
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Marca: ITE
Voltaje de operación: 23 KV
Corriente nominal: 1200 A
Ubicación Física: se encuentra en el patio de 23 KV
Año de fabricación:1977

Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Tipo: 23 KS 500 12 D
Serie: 41 10742 2011
Clase: en gran volumen de aceite
Máximo voltaje de operación: 25,8 KV
capacidad de interrupción: 11 KA
Tiempo de interrupción: 0,08 seg
Voltaje disparo: DC 70 140 V
Voltaje motor: AC 115 V
Frecuencia: 60 Hz
Nivel de aislamiento (Bil) AT: 150 KV
Peso total: 1000 Kg

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Disyuntor de alimentación a la salida
CANTIDAD: 4

DATOS GENRALES

Marca: ITE
Voltaje de operación: 23 KV
Corriente nominal: 1200 A
Ubicación Física: se encuentra en el patio de 23 KV sirve para los primarios A, B, C, D.
Año de fabricación:1977
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Tipo: 23 KS 500 12 D
Serie No.: A 41-10742-1021
B 41-10742-1011
C 41-10742-1042
D 41-10742-1032
Clase: en gran volumen de aceite
Máximo voltaje de operación: 25,8 KV
Tiempo de interrupción: 0,08 seg
Voltaje disparo: DC 70/140 V
Voltaje motor: AC 115 V
Frecuencia: 60 HZ
Capacidad de interrupción: 11 KA
Nivel de aislamiento (Bil) AT: 150 KV

Peso total: 2070 Lbs.
Transformador de corriente, cantidad: 3 unidades
Marca: ITE
Tipo: BR (Bushing)
Relación de transformación: 1200/5

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Disyuntor de alimentación a la salida
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Marca: General electric
Voltaje de operación: 23 KV
Corriente nominal: 1200 A
Ubicación Física: se encuentra en el patio de 23 KV, sirve al Primario E
Año de fabricación:1977
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Tipo: FKA 38 22000 6R
Serie: 0141 A 3394-202
Clase: en gran volumen de aceite
Máximo voltaje de operación: 38 KV
Capacidad de interrupción: 22 KA
Tiempo de interrupción: 0,08 seg (5 ciclos)
Voltaje disparo: DC 70-140 V
Voltaje motor: AC 95-125 V
Frecuencia: 60 HZ
Nivel de aislamiento (Bil) AT: 200 KV
Peso total: 5646 Lbs.
Transformador de corriente, cantidad: 6 unidades

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Disyuntor de alimentación a la salida
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Marca: MAGRINI GALILEA
Volaje de operación: 23 kV
Corriente nominal: 630 A
Ubicación física: Patio 23 kV, sirve para salida al TROLE.
Año de fabricación: 2000
Año de instalación: 2000

País de procedencia: Italia

DATOS TÉCNICOS

Voltaje de operación: 23 kV
Tipo: 3G G2-E-16
Normas: IEC 56
Clase: SF6
Máximo voltaje de operación: 36 kV
Tiempo de Interrupción(TTH): 3 seg.
Voltaje de disparo: DC 11O V
Voltaje motor: DC 110 V
Frecuencia: 50/60 HZ
Capacidad de interrupción: 16 KA
Nivel de aislamiento (BIL): 200 kV
Ciclo de operación: 0-0.3seg-CO-15SEG-CO
Equipo Incorporado:
- Dispositivo de protección de sobrecorriente, General Electric
- Transformador de corriente, cantidad 3 unidades
Marca: ARTECHE

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Seccionador del Banco de Capacitores.
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Marca: ITE
Voltaje de operación: 23 KV
Corriente nominal: 600 A
Ubicación Física: se encuentra en el patio de 23 KV para capacitores Line Material
Año de fabricación:1978
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Sistema de operación: manual
Fases: trifásico
Corriente de cortocircuito: 40 KA
Máximo voltaje de operación: 36 KV
Voltaje nominal: 34 KV

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Seccionador del Banco de Capacitores.
CANTIDAD: 3

DATOS GENERALES

Marca: A.B.CHANCE
Ubicación física: Patio de 23 kV, salida al Bco. de Capacitores No.2 (Nissin)
Año de instalación: 1991
País de procedencia: U.S.A.

DATOS TÉCNICOS:

Voltaje de operación: 23 kV
Voltaje nominal: 25/34.5 kV
Voltaje máximo: 27/38 kV

Tipo: MED-64B
Corriente nominal: 600 A
Nivel básico de aislamiento(BIL): 150 kV
Fases: Unipolares

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Seccionador de Alimentación.
CANTIDAD: 2

DATOS GENERALES

Marca: ITE
Voltaje de operación: 23 KV
Corriente nominal: 600 A
Ubicación Física: se encuentra en el patio 23 KV, entrada a barras de 23 kV
Año de fabricación:1978
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Sistema de operación: manual
Fases: trifásico
Corriente de cortocircuito: 40 KA
Máximo voltaje de operación: 36 KV
Tipo: A 7

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Seccionador de Alimentación a la salida..
CANTIDAD: 5

DATOS GENERALES

Marca: ITE
Voltaje de operación: 23 KV

Corriente nominal: 600 A
Ubicación Física: se encuentra en el patio de 23 KV para los alimentadores, A,B,C,D,E
Año de fabricación:1977
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Sistema de operación: manual
Fases: trifásico
Corriente de cortocircuito: 40 KA
Máximo voltaje de operación: 36 KV
Tipo: A 7

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Seccionador de Alimentación a la salida.
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Marca: Manufacturas Eléctricas S.A. GRUPO SCHNEIDER
Ubicación física: Patio de 23 kV, salida al TROLE
Año de fabricación:
Año de instalación: 2000
País de procedencia: España

DATOS TÉCNICOS

Sistema de operación: manual
Fases: trifásico
Mecanismo de control: 125 V DC
Tipo: AGC – 14

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Transformadores de Corriente de alimentación.
CANTIDAD: 3

DATOS GENERALES

Marca: Westinghouse
Tipo: ACT 150
Ubicación física: se encuentra en el patio de 23 kv
Año de fabricación:1978
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Relación: 600/5
Voltaje operación: 23 KV
Voltaje m ximo: 25 KV
Peso: 273 Kg

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Transformadores de Potencial de alimentación.
CANTIDAD: 3

DATOS GENERALES

Marca: Westinghouse
Tipo: APT 150
Relación de transformación: 14400/120/72 V
Burden: 4000 VA
Ubicación actual: se encuentra en el patio de maniobras 23 KV
Año de fabricación:1977
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: E.E U.U
Voltaje primario: 14400 V
Voltaje secundario: 120/72 V

SERVICIOS AUXILIARES

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Transformador para servicios Auxiliares
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Marca: Inducelet
Potencia: 75 KVA
Tipo: de exterior, montado a intemperie
Ubicación física: se encuentra en el patio 23 KV
Año de fabricación: 1977
Año de instalación en la ubicación actual: 1991
País de procedencia: Brasil

DATOS TÉCNICOS

Tipo: H8
Norma: ABNT
Serie: 14573
Capacidad: 75 KVA regimen continuo
Fases: 3

Voltaje primario: 23000 V
Voltaje secundario: 208/121 V
Frecuencia: 60 Hz
Conexión: Dy1
Elevación de temperatura: 55xC
Volumen de aceite: 160 lts
Peso total: 645 Kg
Impedancia: 3,58%
BIL: 150 kV
Seccionador fusible:
Marca: ITE
Voltaje de operación: 2,3 KV
Corriente nominal: 600 A
Capacidad interrupción: 500 MVA
Elemento fusible:
Corriente nominal: 10 A
Voltaje nominal: 23 KV
Nivel de aislamiento: 90 KV

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Banco de Baterias.
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Marca: ABSOLLYTE GNB
Tipo: 50A - 07
Ubicación física: Cuarto de baterías
Año de instalación: 1995
País de procedencia: U.S.A.

DATOS TÉCNICOS

Voltaje de banco: DC 125 V
Voltaje de celda: DC 1.75 V
Cantidad de celdas: 60
Capacidad: 160 Ah

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Banco de Baterias.
CANTIDAD: 1
DATOS GENERALES

Marca: ECUADOR
Ubicación física: Cuarto de Baterías
Año de instalación: 1995
País de procedencia: Ecuador

DATOS TÉCNICOS

Voltaje de banco: DC 12 V
Cantidad de celdas: 2
Clase: Plomo-ácido

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Cargador de Baterías.
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Marca: La marche
Modelo: A11-10-130 V
Ubicación física: se encuentra en un cuarto de baterías
Año de instalación en la ubicación actual: 1995
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Voltaje de entrada: AC 120 V
Voltaje de salida: DC 130 V
Amperaje de entrada: 25 A
Amperaje de salida: 10 A
Número celdas: 60

OTRAS CARACTERÍSTICAS:

Instrumental:

Cantidad	Unidad	Descripción
1U	Voltímetro	escala 0 a 150
1U	Amperímetro	escala 0 a 25
2U	Interruptores térmicos	20 A
1U		50 A
1U	Interruptor H-F	
1U	Tuerca de Ajuste	

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Cargador de Baterías.
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Marca: La Marche
Mod.: A-12B-6-12 V

Ubicación física: Cuarto de baterías
Año de instalación: 1995 (Estimado)
País de procedencia: U.S.A.

DATOS TÉCNICOS

Voltaje de entrada: AC 120 V
Voltaje de salida:DC 12 V
Amperaje de entrada: 2 A
Amperaje de salida: 6 A

Instrumental:

Cantidad	Unidad	Descripción
1U	Voltímetro	escala 0 a 150 V DC
1U	Amperímetro	escala 0 a 25 A DC
1U	Interruptores F-E	
1U	Tuercas de ajuste	

TRANSFORMACIÓN

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Transformador de Fuerza
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Marca: Yorkshire
Potencia: 15/20 MVA
Relación: 46/23 KV
Ubicación física: Patio de maniobras
Año de fabricación: 1977
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: Inglaterra

DATOS TÉCNICOS

Tipo: OA/FA
Norma: Ansi C57 1200-1973
Serie: 71/22065
Instructivo: 11H1946
Capacidad:OA/FA: 15/20 MVA
Fases: 3

Voltaje primario: 46 KV
Voltaje secundario: 23 KV
Amperios AT: OA/FA 188/251 A
Amperios BT: OA/FA 376/502 A
Frecuencia: 60 HZ
Conexión: Dy1
Nivel de aislamiento (Bil) AT: 250 KV
Nivel de aislamiento (Bil) BT: 150 KV
Impedancia: 12,72 %
Elevación de temperatura: 55gr. C
Peso tanque y accesorios: 14910 Kg
Peso núcleo y devanado: 18300 Kg
Peso aceite: 10320 Kg
Peso total: 43530 KG
Volumen aceite: 11800 lts
Cambiador de taps en AT: 17, posiciones (automático)

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Transformador de Fuerza
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Marca: Yorkshire
Potencia: 15/20 MVA
Relación: 46/23 KV
Ubicación física: Patio de maniobras
Año de fabricación: 1977
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: Inglaterra

DATOS TÉCNICOS

Tipo: OA/FA
Norma: Ansi C57 1200-1973
Serie: 71/22066
Instructivo: 11H1946
Capacidad: OA/FA: 15/20 MVA
Fases: 3
Voltaje primario: 46 KV
Voltaje secundario: 23 KV
Amperios AT: OA/FA 188/251 A
Amperios BT: OA/FA 376/502 A
Frecuencia: 60 HZ
Conexión: Dy1
Nivel de aislamiento (Bil) AT: 250 KV
Nivel de aislamiento (Bil) BT: 150 KV

Impedancia: 13,12 %
Elevación de temperatura: 55gr.C
Peso tanque y accesorios: 14910 Kg
Peso núcleo y devanado: 18300 Kg
Peso aceite: 10320 Kg
Peso total: 43530 KG
Volumen aceite: 11800 lts
Cambiador de taps en AT: 17, posiciones (automático)

SALA DE TABLEROS

En la sala de tableros se cuenta con un modulo tipo duplex, que cuenta con de seis bloques, en el cual está instalado el equipo de medición, control y monitoreo. En su mayor parte constituido por equipo electromecánico. Además se cuenta con una unidad terminal remota RTU y relés digitales para protección de distancia y unidades de protección de distribución. A continuación se listan

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Tablero de control para el banco de capacitores.
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Ubicación Física: se encuentra dentro de casa de control sirve para los bancos de capacitores No. 1 y Primario E
Año de fabricación:1978
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Cabina:
Dimensiones:
Ancho: 80 cm
Alto: 230 cm
Profundidad: 180 cm
Tipo: Duplex
Posee calefacción
Marca: Gould Ite
Voltaje de operación: 220

Instrumental:

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
3U	Amperímetro	escala 0-400 A		
1U	Anunciador de alarma	10 posiciones (2 retiradas) Señalización: 8 (puntos)		
3U	Terminales de Prueba			
1U	Interruptor (ON-OFF)			
2U	Comutadores A			

Diagrama Mímico

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
6U	Relé de sobrecoriente		CO-7	Westinghouse
2U	Conmutadores de operación			
1U	Cosfímetro			
1U	Relé de sobre voltaje		CV-24	Westinghouse
1U	Relé de mínima Tensión		CV-7	Westinghouse
2U	Relés de sobrecoriente falla a tierra		CO-9	Westinghouse
3U	Interruptores térmicos	50 A		

Panel de Sincronización:

Instrumental

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
2U	Voltímetro			
1U	Sincronoscopio			
2U	Frecuencímetros	escala 56-64 Hz		

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Tablero de control para el banco de capacitores.

CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Marca: (Adoptado por la E.E.Q.)
Ubicación física: Dentro de la Casa de Control. Sirve para control de Bco. Condensadores No.2
Año de instalación:
País de procedencia: Ecuador

DATOS TÉCNICOS

Cabina

Dimensiones
Ancho: 75 cm
Alto: 230 cm
Profundidad: 40 cm
Tipo: Metal-clad simple

Instrumental:

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
1U	Amperímetro	0-300 A		
2U	Pulsadores de operación			
1U	Conmutador de amperímetro			
1U	Conmutador Auto-Línea			
1U	Relé de sobrecorriente trifásico			CDG GEC
1U	Relé de falla a tierra			CDG GEC
1U	Relé de recierre			VAR GEC

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Tablero de control para recepción de linea
CANTIDAD: 1
DATOS GENERALES:
Ubicación Física: se encuentra dentro de casa de control (Denominación: Sistema Nacional 138/46 kV

Año de fabricación:1978
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Cabina
Dimensiones:

Ancho: 80 cm
Alto: 230 cm
Profundidad: 180 cm
Tipo: Duplex
Posee calefacción
Marca: Gould Ite
Voltaje de operación: 220

Instrumental:

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
3U	Pulsadores de prueba			
1U	KV	escala 0-60		
1U	Conmutador - POT trang.			
2U	Conmutadores de amperímetro y voltímetro			
1U	Terminal de prueba			
1U	Contador de energía		D4B-3F	Westinghouse
3U	Relé direccionales sobrecorriente		CR-7	Westinghouse
1U	Amperímetro	escala 0-600		
1U	Relé de sobrevoltaje		CV 24	Westinghouse

NOTA: 2 dos medidores retirados

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Tablero de control para recepción de linea
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Ubicación Física: se encuentra dentro de casa de control sirve para controlar las líneas S/E Sur y S/E Santa Rosa 1
Año de fabricación:1978
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Cabina:
Dimensiones:
Ancho: 80 cm
Alto: 230 cm
Profundidad: 180 cm
Tipo: Duplex
Posee calefacción
Marca: Gould Ite
Voltaje de operación: 220

Instrumental:

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
2U	MW	0 50		
2U	MVAR	50-0-50		
1U	Aunuciador de alarmas,10 posiciones Señalización: 26 (puntos)			
3U	Conmutadores A y Volt			
2U	Amperímetro	0-600		
1U	Voltímetro escala	0-60 kV		
3U	Llaves de sincronización			
2U	Terminales de prueba			

Diagrama Mímico

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
2U	Relé de distancia		511	ABB
6U	Relé direccional sobrecoriente		CR-7	Westinghouse
3U	Conmutadores de operación			
3U	Conmutadores de bloqueo (retirado una perilla)			
2U	Relé de sobrecorriente direccional, falla a tierra		1RD-7	Westinghouse
8U	Interruptores térmicos	50 A		

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Tablero de control para recepción de linea
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Ubicación Física: se encuentra dentro de casa de control sirve para control de la línea S/E No.3
Año de fabricación: 1978
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Cabina:
Dimensiones:
Ancho: 80 cm
Alto: 230 cm
Profundidad: 180 cm
Tipo: Duplex
Posee calefacción
Marca: Gould Ite
Voltaje de operación: 220

Instrumental:

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
1U	MW	0 50		
1U	MVAR	50-0-50		
1U	Anunciador de alarmas, 10 posiciones , Señalización: 26 (puntos)			
2U	Conmutadores de bloqueo			
1U	Conmutador Amperímetro			
3U	Laves de sincronización			
1U	Amperímetro	0-200		
1U	Terminal de prueba			

Diagrama Mímico

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
1U	Relé de distancia		511	ABB
3U	Relés direccionales sobrecoriente		CR-7	Westinghouse
3U	Conmutador de operación			
1U	Relé de falla a tierra direccional		IRD-7	Westinghouse
8U	Interruptores térmicos	50 A		

Actualizaciones:

En diciembre de 1999 se incorpora un nuevo relé de distancia ABB Rel 511

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Tablero de control para recepción de linea
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Este tablero sirve para el control de la línea Santa Rosa 2. Controla el disyuntor S50.

Ubicación: Esta ubicado en la casa de control de la subestación, adyacente a las otras cabinas.
Esta cabina ha sido montada por personal de la División de Diseño y Construcción de L/T y S/E en marzo de 1996.
Denominación: Línea No.2 Santa Rosa

DATOS TECNICOS

Marca: MEIDENSHA CORPORATION
Marca en el interior: MEIDEN
TYPE 3VS-2
VOLT 120 V
Serie: 8V6414MAX 101
DATE: 1987

EQUIPO INCORPORADO:

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
1U	Anunciador de alarma	6 posiciones		
3U	Pulsadores: aceptación, reposición y prueba de lámparas			

RELES

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
1U	Relé de distancia		511	ABB
1U	Direccional O.C.	(INV) 67(R)	CDG	GEC
1U	Direccional O.C.	(INV) 67(Y)		
1U	Direccional O.C.	(INV) 67(B)		
1U	Direccional E.F.	(INV) 67(G)		
1U	Relé auxiliar		VAJ	GEC
1U	Time-lag relay type		GRT-DT 1A 86BF1	KOYO ELECTRIC Co-LTD
1U	Supervisor circuitos de disparo	(52-5)(95-52-5)	VAX	GEC
1U	Supervisor circuitos de protección	(95-5P)	VAX	GEC
4U	Terminales de prueba			

EQUIPO INTERIOR

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
1U	Breaker 2f.	20 A, proteccion alimentacion		
3U	Transformadores de potencial 1f.	115V/115*1.73, BIL 10kV		RISHO KOGYO CO.LTD
6	Fusibles de 3A para medicion y sincronizacion			
12	Regletas de conexion			
1	Resistencia calefactora de 60 W			
7	Reles de contactos			
1	Caja de control de multiples contactos			
2	Breaker 2f.	20A CC, Anunciator, control		
10	Fusibles	10 A		
1	Controlador de temperatura			
20	Regletas de conexiones			
1	Controlador de temperatura	manual/off/auto		
10	Reles auxiliares			
1	Rele OMRON H3CA			
2	Breaker	CA 20 A		
1	Lampara incandescente	60 W		
1	Tomacorriente			
1	Bocina de alarma			
1	Interruptor			
1	Rele	especial MS-R-24, 24V 7.5A		NEMIC LAMBDA grande

Actualizaciones:

En diciembre de 1999 se incorpora un nuevo relé de distancia ABB Rel 511

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Tablero de control de salida para alimentación.
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Ubicación Física: se encuentra dentro de casa de control sirve para controlar los primarios
de distribución y la alimentación en 23 KV (denominación Distribución 23 kV)
Año de fabricación:1978
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS

Cabina:
Dimensiones:
Ancho: 80 cm
Alto: 230 cm
Profundidad: 180 cm
Tipo: Duplex
Posee calefacción
Marca: Gould Ite
Voltaje de operación: 220

Instrumental:

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
4U	Amperímetro	0 400		
1U	Anunciador de alarmas, 10 posiciones, Señalización: 8 (puntos)			
4U	Conmutador de operación			
4U	Conmutadores A			
4U	Terminales de prueba			

Diagrama Mímico

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
16U	Relés sobrecoriente		CO-9	Westinghouse
4U	Relés recierre		RC	Westinghouse
4U	Interruptores térmicos			

NOTA: 1 Relé RC fuera de servicio

DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE: Tablero de control para el Transformador de Fuerza.
CANTIDAD: 1

DATOS GENERALES

Ubicación Física: se encuentra dentro de casa de control sirve para controlar los transformadores Yorkshire
(Denominación: Transformación 46/23 kV)
Año de fabricación:1978
Año de instalación en la ubicación actual: 1979
País de procedencia: EEUU

DATOS TÉCNICOS:

Cabina:
Dimensiones:
Ancho: 80 cm
Alto: 230 cm
Profundidad: 180 cm
Tipo: Metal clad duplex
Posee calefacción
Marca: Gould Ite
Voltaje de operación: 220

Instrumental:

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
1U	Amperímetro	0 1200		
1U	KV	0 60		
1U	KWH (contado enregía)		D4B-3F	Westinghouse
1U	MVAR	50-0-50		
2U	Anunciadores de alarmas, 10 posiciones, Señalización: 16 (puntos)			
1U	Conmutador de amperímetro			
U	Conmutador de voltímetro			
1U	MV			
1U	Conmutador de operación			
1U	Terminal de prueba			

Diagrama Mímico

Cantidad	Unidad	Descripción	Tipo	Marca
5U	Interruptores térmicos	50 A		
6U	Relé de sobrecorriente		CO7	Westinghouse
3U	Relé direccionales sobrecorriente		CR7	Westinghouse
6U	Reles diferenciales		HU1	Westinghouse
1U	Relé direccional sobrecorriente falla a tierra		IRD7	Westinghouse
1U	Relé de baja frecuencia		BEI-81	Basler Electric (Interior)

4.5 RELACIÓN BENEFICIO COSTO

A continuación se realiza el cálculo de la relación beneficio costo:

$$BC = \frac{\sum B}{\sum C}$$

BC: Relación Beneficio Costo

$\sum B$: Beneficios Totales

$\sum C$: Costos Totales

$$\sum B = A * \frac{(1+i)^5 - 1}{(1+i)^5 * i}, i = 0.125$$

A: Anualidad

Cálculo costo beneficio

A = 68799

I = 12.5%

Numero de años = 5

Beneficio = 244964 (traído a valor presente)

Costo = 165870.88

BC: 1.48

De lo que se observa que la inversión es conveniente ya que los beneficios superan los costos en los dos casos de análisis.

4.6 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL

Para determinar el período de recuperación de capital, se asume que se realizará una inversión inicial aproximada de 165871 dólares, y que los beneficios totales serán aquellos que ocasionen una reducción en los costos de operación y mantenimiento, localización y despeje de fallas, y equilibrio de carga en primarios. Trabajando con la tasa activa actual de 12.5% se realiza el cálculo.

ANEXO 3

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Bus

Topología LAN en la que todos los nodos se conectan a un solo cable. Todos los nodos son considerados iguales y reciben todas las transmisiones del medio.

Coaxial Cable (cable coaxial)

Cable eléctrico con conductor de alambre sólido en el centro rodeado por materiales aislantes y un conductor como pantalla de metal exterior con un eje de curvatura que coincide con el conductor interno - de ahí que se denomine "coaxial". Ejemplos son el cable Ethernet normal (grueso) y el Thinwire (el cable de Ethernet fino).

Communication Server (servidor de comunicaciones)

Sistema independiente dedicado que gestiona actividades de comunicaciones para otros ordenadores.

Ethernet

La tecnología de LAN más popular actualmente. La norma IEEE 802.3 define las reglas para configurar una red Ethernet. Es una red CSMA/CD de banda base a 10 Mbps., que funciona con cableado coaxial fino y grueso, par trenzado y fibra óptica.

Fiber-Optic Cable (cable de fibra-óptica)

Medio de transmisión compuesto de un cable de vidrio central, rodeado por malla y una funda protectora exterior. Transmite signos digitales en forma de luz modulada por un láser o diodo (light-emitting diode).

Gateway (pasarela)

Dispositivo para interconectar dos o más redes diferentes. Puede traducir todos los niveles protocolares de la capa Física, hasta la capa de las Aplicaciones, del modelo OSI, y por tanto puede interconectar entidades que difieren en todo los detalles.

Servidor (Host)

Generalmente un nodo en una red que puede usarse interactivamente, es decir, haciendo log-in.

LAN

Local Area Network o Red de Área local. Sistema de comunicación de datos que consiste en un grupo de ordenadores interconectados, compartiendo aplicaciones, datos y periféricos. El área geográfica normalmente es un edificio o grupo de edificios.

Módem

Dispositivo modulador-demodulador para convertir señales digitales en analógicas para su transmisión por medio de líneas de teléfono. Se usan por parejas, pues se requiere uno en cada extremo de la línea.

Puerto (Port)

El conector físico de un dispositivo que permite hacer la conexión.

Server (servidor)

Ordenador que proporciona recursos para ser compartido en la red, como archivos (servidor de ficheros) o terminales (servidor de terminales).

TCP/IP

Transmission Control Protocol (TCP o Protocolo de Control de Transmisión) e Internet Protocol (IP o Protocolo de Internet) son los protocolos normales en entornos UNIX. Casi siempre se implementan y usan juntos y se denominan TCP/IP.

Protocolo de Comunicación

Se refiere a la manera como los datos pasan de una estación de trabajo a otra

Columna vertebral de una red

El cableado

Estándar

Es la especificación de red (o la serie de especificaciones) adoptada, e incluye guías y reglas que se refieren al tipo de componentes que deben usarse, a la manera de conectar los componentes, así como a los protocolos de comunicación que hay que utilizar.

DMS

Distribution Management System, sistema de administración de redes de distribución.

EMS

Energy Management System, Sistema de administración de energía.

HMI

Human Machina Interface, Intratase Hombre Máquina

RTU

Unidad terminal remota

IED

Dispositivo Electrónico Inteligente

Protección de bahía

Todas las funciones de protección requeridas en una bahía (Línea, Transformador, Generador, etc.) están incluidas en los dispositivos de control inteligentes. Ejemplos de protecciones de bahía son:

- Protección de distancia
- Protección diferencial
- Protección de Sobrecorriente
- Protección de baja frecuencia, etc.

Protección de Subestación

Ejemplos de protección de subestación son:

- Protección de barra
- Protección de falla de disparo

Los datos necesarios para la protección de una subestación son recolectados en las unidades de bahía (Corrientes, voltajes, potencias, etc.), y estos datos son procesados en las unidades de bahía y transmitidos hacia el nivel de estación donde serán procesados, los resultados serán enviados nuevamente hacia las unidades de bahía en donde se llevaran a cabo las acciones necesarias (iniciar avisos de falla, activar protecciones, etc.)

Funciones de Control

Las funciones de control pueden clasificarse en básicas y optimizadas. Ejemplos de funciones básicas son:

- Control de disyuntor
- Control de aislador
- Control de seccionador a tierra
- Control del intercambiador de taps del transformador
- Bloqueos
- Sincronización antes de cierre

Ejemplos de funciones optimizadas son:

- Secuencia de disparo
- Aislamiento automático de secciones de falla
- Cambio automático de topologías de barras
- Función de recierre inteligente
- Desplazo de cargas entre líneas
- Seccionamiento de carga inteligente
- Restauración de potencia inteligente
- Optimización de intercambio de potencia entre distribuidores.

Monitoreo

Las funciones de monitoreo se pueden clasificar en básicas y optimizadas. Ejemplos de funciones de monitoreo básicas son:

- Estado de operación de los aparato de maniobra
- Mediciones (V, I, Q, P, f)
- Lista de eventos
- Lista de alarmas

Ejemplo de funciones de monitoreo optimizadas son:

- Registro de fallas
- Registro de disturbios
- Curvas de tendencia
- Cálculo administración de valores medidos

Terminal

Es una unidad funcional, las cuales pueden comunicarse con el sistema de control de la subestación y/o sistema de monitoreo de la subestación. Un dispositivo terminal se refiere a un objeto específico, por ejemplo: Terminal de transformador,

terminal de línea, terminal de transformador. Un dispositivo terminal puede incluir cualquiera de las siguientes funciones: Protección, control y monitoreo, u otras.
Por ejemplo un terminal de línea puede por ejemplo incluir, protección de distancia, protección de falla a tierra, localizador de fallas, medición de la carga, registrador de disturbios.