

Instituto Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería en Electrónica



**Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago
JASEC**

**Sistema para el control y monitoreo de los equipos de la subestación
reductora el Molino**

**Informe de Proyecto de Graduación para optar por el título de Ingeniero en
Electrónica con el Grado Académico de Licenciatura**

Adrián Solano Aguilar

Cartago, Agosto del 2003

RESUMEN

Este proyecto trata acerca de la automatización de los equipos en la subestación reductora el Molino de JASEC en Cartago.

El proyecto nace a raíz de la necesidad de integrar los equipos propiedad de JASEC, a un único centro de control, para eliminar tiempos muertos de operación, y mejorar el servicio, así como para crear una plataforma de control y obtener una manera amigable y sencilla de controlar los equipos, y monitorear el estado de los mismos.

Para llevar a cabo este proyecto se procedió a realizar el diseño eléctrico y selección de equipos para iniciar el proceso de automatización de la subestación. Esta automatización consiste en controlar la apertura y cierre de los interruptores de los reconectores que se encuentran en la subestación, y realizar el monitoreo de las variables eléctricas que estos poseen, el estado de los interruptores y el estado de diferentes parámetros que proporciona el transformador reductor de 34500 VAC a 13800 VAC.

Para realizar el control de los reconectores, se utilizó un PLC, desde donde se controlan los solenoides de apertura y cierre de los reconectores. También se introducen las señales eléctricas provenientes de los reconectores, como del transformador.

Se diseñó para su correspondiente monitoreo el sistema de comunicaciones para trasladar los datos desde la subestación el Molino al centro de control del Bosque. Aquí se procedió a desarrollar una aplicación de SCADA para comunicarla con la subestación y realizar el monitoreo y control de las variables eléctricas de los distintos equipos. Este control se realiza desde dos terminales remotas en el centro de control.

Palabras clave: Automatización, Subestación, Molino, Reconectores, JASEC,
SCADA

SUMMARY

This Project concerns the automation of the reduction electric station of El Molino, located in Cartago, property of JASEC.

The project was born in light of the call for integrating a unique control center with those equipments whose JASEC is owner of, to eliminate dead times in operation and to improve the electrical service, as well as to create a control platform that offers a friendly and simple approach to manipulate and display the electrical parameters of the equipments involved.

In order to develop this project, an electrical design and the selection of the necessary equipment were put into operation to initiate the process of automation of the electrical substation. The automation consists in controlling the opening and closing of the reclosers that exists in the substation, as well as monitoring a series of electrical parameters that are originated in the reclosers. Some electrical parameters of the transformer that reduces from 34500 VAC to 13800 VAC were monitored too.

For the control of the reclosers a PLC was implemented. This PLC controls the solenoids that opens and closes the reclosers and it also captures the electrical parameters that are originated in the reclosers and in the transformer.

A communication system was created to transport the data from the equipments of the substation to the control center in El Bosque. An SCADA application was developed to control the reclosers of the substation and to monitor the electrical parameters of the reclosers and the transformer. This application runs in two remote terminals in the control center in El Bosque.

Key Words: Automatización, Subestación, Molino, Reconnectadores, JASEC, SCADA.

DEDICATORIA

Deseo dedicar este proyecto a mis padres, quienes han estado a mi lado durante toda mi educación universitaria y me han ayudado en todos los momentos difíciles que se me han presentado.

Siempre han estado al tanto de todas las cosas que me han hecho falta y me las han brindado incondicionalmente sin hacer preguntas. Sin este apoyo, difícilmente hubiera podido concluir esta complicada tarea.

Todo el tiempo estuvieron a mi lado y respetaron las decisiones que siempre tomé, brindándome valiosos consejos para librar con éxito todos los obstáculos que se me presentaron.

Así que a Isabel y Adrián... Muchas Gracias!!!

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a todas las personas que hicieron posible la culminación de este proyecto especialmente a:

Mi familia, que con su apoyo incondicional me ayudaron a salir adelante durante todos mis estudios universitarios

A don Mario Jiménez y Johnny Solano, quienes me brindaron una guía de cómo realizar el proyecto y me brindaron toda la información que requerí en el desarrollo de este proyecto.

A mis compañeros de universidad, quienes estuvieron conmigo todas esas largas noches dándome apoyo para concluir con mis estudios y tareas.

A Mariela, por haberme acompañado y apoyado en mis años más difíciles de carrera y haber estado siempre ahí.

Gracias a todos...

INDICE GENERAL

<u>CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN</u>	1
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.	1
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA Y SU IMPORTANCIA	3
1.3 OBJETIVOS	6
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	6
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
<u>CAPITULO 2: ANTECEDENTES</u>	8
2.1 ESTUDIO DEL PROBLEMA A RESOLVER	8
2.1.1 RECONECTADORES	8
2.1.2 TRANSFORMADOR	10
2.1.3 INFRAESTRUCTURA PARA COMUNICACIONES	11
2.2 REQUERIMIENTOS DE LA EMPRESA.	11
2.3 SOLUCIÓN PROPUESTA	14
2.3.1 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	14
2.3.2 SOLUCIÓN PROPUESTA	17
<u>CAPITULO 3: PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO</u>	23
<u>CAPÍTULO 4: DESCRIPCIÓN DEL HARDWARE UTILIZADO.</u>	26
4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE BLOQUES	26
4.2 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE Y SUS ELEMENTOS	26
4.2.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	26
4.2.2 MÓDULOS DE ENTRADAS Y SALIDAS.	27
4.3 SISTEMA DE COMUNICACIONES.	28

4.3.1 MODEM	28
4.3.2 SWITCH	28
4.3.3 ROUTER	29
4.4 TERMOCUPLA	29
4.5 MEDIDORES DE VARIABLES ELÉCTRICAS.	30
4.6 RELÉS DE INTERPOSICIÓN	31
4.7 SOLENOIDES	31
4.7.1 SOLENOIDES DE APERTURA	31
4.7.2 SOLENOIDES DE CIERRE	32
4.8 SISTEMA DE ALIMENTACIÓN ININTERRUMPIDA.	32
4.8.1 UPS	32
4.8.2 FUENTE DE VOLTAJE	33
4.8.3 CONVERTIDOR	33
<u>CAPÍTULO 5: DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DEL SISTEMA</u>	<u>34</u>
5.1 AMBIENTES UTILIZADOS PARA EL DESARROLLO DEL SOFTWARE.	34
5.1.1 PROGRAMA DE CONFIGURACIÓN DEL PLC MOMENTUM.	35
5.1.2 PROGRAMA DE INTERFAZ HUMANO-MÁQUINA PARA SISTEMA SCADA	42
5.2 SOFTWARE DESARROLLADO PARA AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL MOLINO	50
5.2.1 DIAGRAMAS DE FLUJO DE LA CONFIGURACIÓN DEL PLC	50
5.2.2 DIAGRAMAS DE FLUJO PARA CREACIÓN DE LAS INTERFACES SCADA	53
5.2.3 PROGRAMACIÓN DE PANTALLAS PARA SISTEMA SCADA DE SUBESTACIÓN EL MOLINO	57
<u>CAPÍTULO 6: ANÁLISIS Y RESULTADOS</u>	<u>64</u>
6.1 MONITOREO DE VARIABLES ELÉCTRICAS	67
6.1.1 ADQUISICIÓN DE PARÁMETROS DE LOS RECONECTADORES	67
6.1.2 ADQUISICIÓN DE PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR	69
6.1.3 CONTROL DE LOS RECONECTADORES	71

6.1.4 COMUNICACIONES	72
6.1.5 INTEGRACIÓN A LA RED SCADA	73
6.1.6 SISTEMA DE ALIMENTACIÓN ININTERRUMPIDA.	76
6.2 ALCANCES Y LIMITACIONES	77
6.2.1 APORTE DE JASEC	77
6.2.2 APORTE DEL ESTUDIANTE	77
<u>CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	<u>79</u>
7.1 CONCLUSIONES	79
7.2 RECOMENDACIONES	81
<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	<u>82</u>
<u>APÉNDICES Y ANEXOS</u>	<u>83</u>
APÉNDICE A.1: GLOSARIO	83
APÉNDICE A.2: PROTOCOLO TCP/IP	87
A.2.1 HISTORIA	87
A.2.2 COMPOSICIÓN GENERAL DEL PROTOCOLO TCP/IP.	88
A.2.3 DIRECCIONES.	89
A.2.4 SUBNETS.	89
A.2.5 SUBDIVISIÓN DE RED.	89
A.2.6 ESTABILIDAD.	90
A.2.7 TRÁFICO DE INFORMACIÓN.	90
A.2.8 MANEJO DE INFORMACIÓN	90
A.2.9 REDES INTERNAS.	91
APÉNDICE A.3: PROTOCOLO MODBUS	92
A.3.1 DEFINICIÓN GENERAL.	92
A.3.2 MEDIOS FÍSICOS.	92
A.3.3. INTERACCIÓN ENTRE REDES.	92

A.3.4. TRANSACCIONES EN REDES MODBUS.	92
A.3.5 TRANSACCIONES EN OTROS TIPOS DE RED.	93
A.3.6. CICLO DE CONSULTA – RESPUESTA.	93
A.3.7 MODOS DE TRANSMISIÓN.	94
A.3.8 ENCUADRO DE MENSAJES MODBUS	94
APÉNDICE A.4: SISTEMA SCADA	95
A.4.1 DEFINICIÓN GENERAL	95
A.4.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES.	95
APÉNDICE B.1: FICHA TÉCNICA DEL RECONECTADOR HIDRÁULICO TIPO RX	97
APÉNDICE B.2 FICHA TÉCNICA DE CONTROLADOR FORM5	104
APÉNDICES B.3 FICHA TÉCNICA DE PLC MOMENTUM	107
APÉNDICE B.4 FICHA TÉCNICA DEL SWITCH CISCO 3550	111
APÉNDICE B.5 FICHA TÉCNICA DEL ROUTER CISCO 1721.	114
APÉNDICE B.6 FICHA TÉCNICA DEL MEDIDOR POWER METER	118
APÉNDICE B.7 FICHA TÉCNICA DE UPS	121
APÉNDICE B.8 FICHA TÉCNICA DE MODEM	124

INDICE FIGURA

Figura 1.1	Estructura Organizativa de la Empresa	2
Figura 1.2	Diagrama Unifilar de la subestación El Molino	5
Figura 2.1	Diagrama eléctrico equivalente de reconectador	8
Figura 2.2	Diagrama eléctrico equivalente del transformador	10
Figura 2.3	Diagrama eléctrico equivalente de los dispositivos existentes sobre los que se llevará a cabo la automatización.	13
Figura 2.4	Diagrama de bloques general para el proyecto de automatización De la subestación el Molino.	18
Figura 2.5	Diagrama de propuesta para etapa de monitoreo de variables eléctricas	19
Figura 2.6	Diagrama de propuesta para control de reconectores	20
Figura 2.7	Diagrama de bloques general para etapa de comunicaciones	22
Figura 2.8	Diagrama de bloques general para etapa de alimentación.	23
Figura 5.1	Pantalla de dialogo de configuración general.	35
Figura 5.2	Selección de la partición de memoria para los registros de Entradas y salidas.	36
Figura 5.3	Configuración de dirección IP para comunicación con terminal remota.	37
Figura 5.4	Dialogo de configuración de módulos de entradas y salidas utilizados por el PLC	38
Figura 5.5	Programación en diagrama de escalera, para el control del PLC de la subestación el Molino.	39
Figura 5.6	Dialogo de conexión con IEC Simulator (32-bits).	40
Figura 5.7	IEC Simulator (32-bits).	41
Figura 5.8	Visualización de aplicaciones en Application Manager.	42
Figura 5.9	Diálogo de ventanas a abrir en WindowMaker	43
Figura 5.10	Creación de ventanas en WindowMaker.	44
Figura 5.11	Lista de objetos existentes en la ayuda o wizard.	45
Figura 5.12	Cuadro de diálogo para la creación de variables en InTouch 7.1	46

Figura 5.13 Configuración del nombre de acceso para las variables de entrada y salida.	47
Figura 5.14 Despliegue del estado de comunicación entre dispositivos vía MBENET	48
Figura 5.15 Diagrama de señales eléctricas a monitorear y controlar en la aplicación creada en InTouch 7.1	49
Figura 5.16 Diagrama de flujo de la lectura de las entradas digitales en PLC.	50
Figura 5.17 Diagrama de lógica de control y escritura en salidas digitales	51
Figura 5.18 Diagrama de flujo para creación de interfaces SCADA	53
Figura 5.19 Continuación de diagrama de flujo para interfaces SCADA	54
Figura 5.20 Continuación de diagrama de flujo para interfaces SCADA	55
Figura 5.21 Continuación de diagrama de flujo para interfaces SCADA	56
Figura 5.22 Menú principal y diagrama unifilar de subestación el Molino.	57
Figura 5.23 Pantalla de control de reconectadores	58
Figura 5.24 Diagrama de la red que conforman los equipos de la subestación el Molino.	59
Figura 5.25 Despliegue de las alarmas del sistema.	60
Figura 5.26 Pantalla de monitoreo de variables eléctricas de reconectadores	61
Figura 5.27 Pantalla de monitoreo de parámetros de transformador reductor.	63
Figura 6.1 Diagrama eléctrico básico de la propuesta de automatización de la subestación el Molino.	65
Figura 6.2 Diagrama detallada de las señales eléctricas del gabinete de control	66
Figura 6.3 Terminales eléctricas de contactores de indicación de posición.	69
Figura 6.4 Detalle de los contactos presentes en la caja de bornes del transformador.	70
Figura 6.5 Caja de terminales para conectar señales de control para solenoide de apertura.	71

Capítulo 1: Introducción

1.1 Descripción de la Empresa.

El 12 de octubre de 1964, por la voluntad y el apoyo del pueblo cartaginés, nace JASEC. En el salón de sesiones de la municipalidad de Cartago, se realiza el traspaso de las instalaciones eléctricas, subestaciones, equipo rodante y del escaso equipo de mantenimiento y repuestos del ICE a JASEC en presencia del Ing. Joaquín Alberto Fernández, Subgerente del ICE, ingenieros y abogados de la institución, la Junta Directiva del Servicio Nacional de Electricidad, el Gobernador de la Provincia y la Municipalidad de Cartago.

Como resultado de lo anterior se define a la Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago como la institución encargada de administrar la energía eléctrica de cinco cantones de Cartago: Central, Alvarado, el Guarco, Oreamuno y Paraíso, utilizando para ellos todos los medios legales, técnicos y financieros que la ley confirió.

Desde sus primeros años de existencia, JASEC se impuso como meta, dotar a la provincia de un sistema eléctrico eficiente y confiable, con la certeza de que dicha consideración contribuiría al desarrollo cartaginés.

La JASEC está conformada por 174 empleados, de los cuales 107 desempeñan funciones técnicas y los restantes 67 desempeñan funciones administrativas. La JASEC se encuentra estructurada en diferentes departamentos como se muestra en la figura 1.1

El proyecto se realizó en la unidad estratégica de negocios de Distribución, encargada de la distribución de energía eléctrica a los abonados, incluyendo todas las implicaciones que conlleva, por ejemplo: acondicionar los niveles de voltaje y corriente, controlar y velar por el funcionamiento óptimo de la red eléctrica.

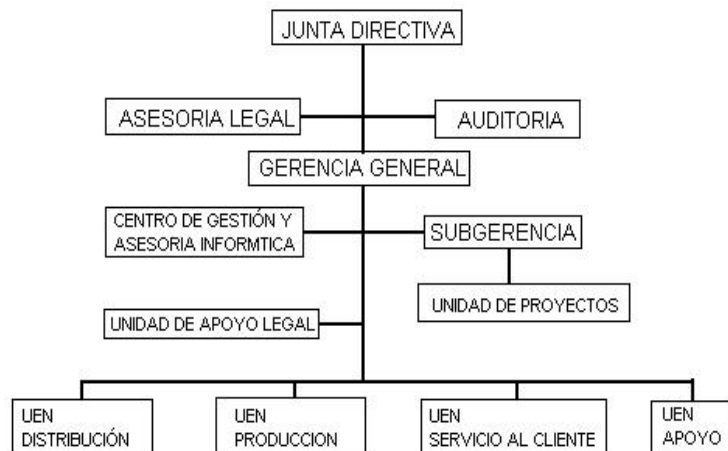


Figura 1.1 Estructura Organizativa de la Empresa

En Distribución laboran cerca de 50 personas, de las cuales 4 son ingenieros, 3 de ellos ingenieros eléctricos, y un ingeniero electrónico, con especialidad en varios campos como en el área de las comunicaciones, la distribución eléctrica y redes eléctricas.

La división cuenta con recursos definidos para sus funciones específicas, tanto en materiales como en herramientas e incluso personal, incluyendo un presupuesto propio dentro de la JASEC.

1.2 Descripción del Problema y su importancia

La rápida innovación tecnológica de los últimos años, y la reducción en los costos de producción de los diferentes componentes eléctricos, dan como resultado que los abonados tengan mayor facilidad para adquirir una gran variedad de artefactos eléctricos.

Esto hace que la compañía encargada de la venta y distribución de la energía eléctrica que da servicio a esos abonados tenga que aumentar la producción de energía, y debido a la delicadeza de los equipos que se encuentran en los hogares, como lo son electrodomésticos, computadoras, etc, el servicio que se brinda debe de ser de una alta calidad para asegurar la vida útil de los dispositivos, todos los días del año, a todas horas del día.

La JASEC, para poder llevar a cabo estas metas sin afectar económicamente a sus abonados tiene varios retos: Primero reducir los tiempos muertos de los equipos a la hora de darles mantenimiento preventivo o correctivo, segundo la reducción de los tiempos de atención, es decir, el tiempo que transcurre en encontrar una falla y corregir el daño en la misma.

Para poder brindar un servicio estable y de alta calidad, como es el requerido por la industria, el comercio y la zona residencial, es necesario garantizar el buen funcionamiento de las diferentes subestaciones de la JASEC, por lo que es de suma importancia poder controlar, desde una localidad remota, el estado de los equipos que se encargan de producir y distribuir la energía eléctrica a los abonados.

El problema que se da en las subestaciones, en este caso la subestación del Molino, es el tiempo de respuesta que se da al atender alguna falla, ya que este proceso se inicia cuando algún abonado reporta a la JASEC que se ha dado una falla, luego se procede a desplazar una cuadrilla de reparación al lugar de los hechos, para proceder a arreglar la falla ya sea en la red eléctrica o en la subestación respectiva, posteriormente se debe verificar los interruptores de cada reconector y realizar las pruebas de restablecimiento del circuito o circuitos afectados y así restablecer el flujo

eléctrico en la zona afectada. Como se muestra, este es un proceso bastante lento el cual debe ser corregido para garantizar el buen servicio.

Una posible solución que se vislumbra es la automatización de la subestación de servicio, para poder controlar de manera remota, los interruptores de los diferentes reconectores, así como monitorear todos los parámetros de los reconectores y el transformador de la subestación. Con esta automatización se puede garantizar una mejor atención al abonado y también se puede realizar un mantenimiento preventivo al equipo, ya que ciertos de estos parámetros son críticos en el funcionamiento de la subestación, por lo que se puede actuar de manera temprana para prevenir una posible falla.

Debido a la competitividad que se da hoy en día, producto de la economía del mundo actual, la alta producción es fundamental en las industrias, por lo que ellas deben asegurarse un buen funcionamiento, siendo la energía eléctrica que alimenta los distintos equipos, una de los elementos más importantes. Por este motivo la prioridad de este proyecto es bastante alta, ya que con esto se busca brindar una mejor atención al cliente, al mejorar el tiempo de atención de una falla, y de proveer un sistema de monitoreo para toda la subestación.

A continuación se presenta el diagrama unifilar de la subestación el Molino, con los equipos que se deben de monitorear y controlar.

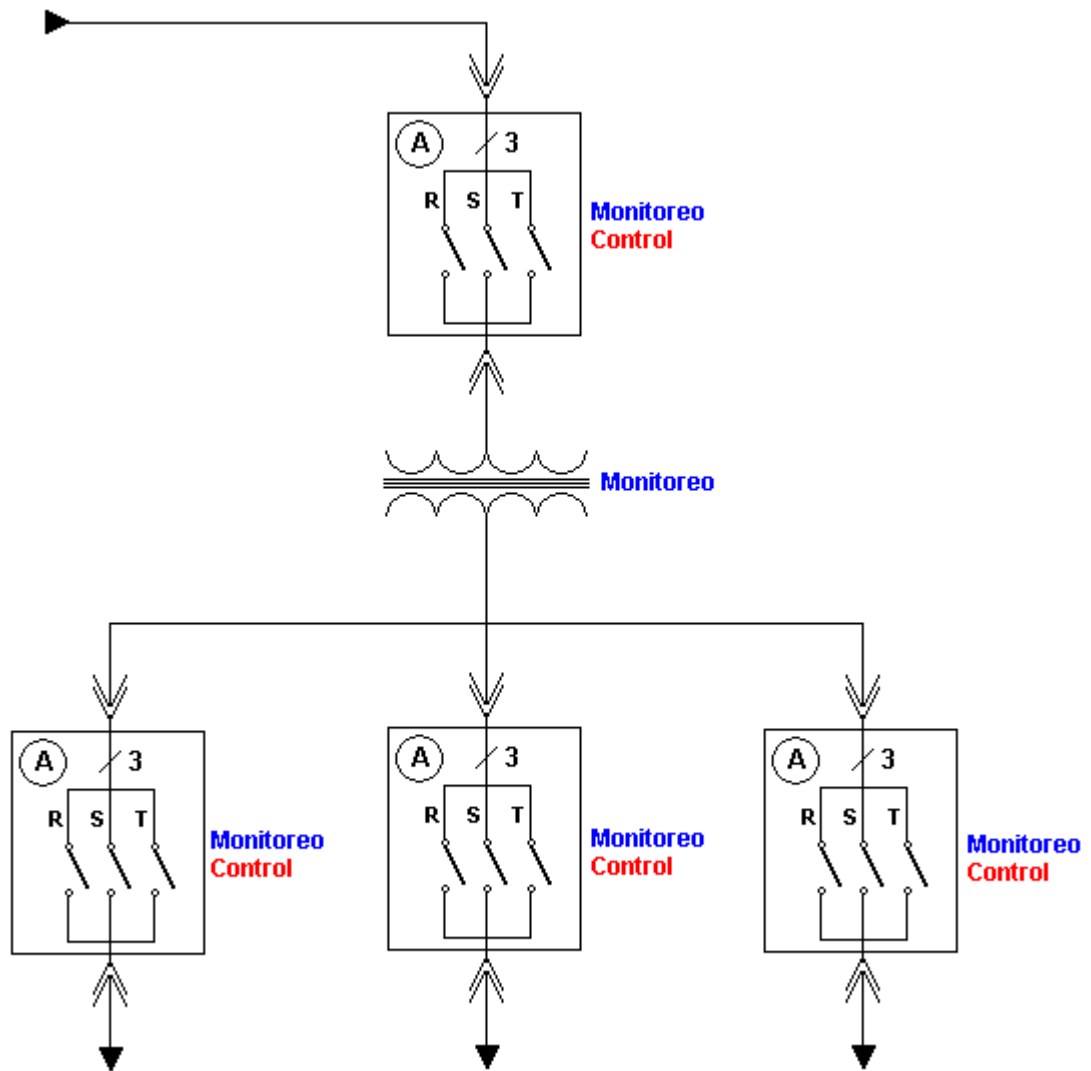


Figura 1.2 Diagrama Unifilar de la subestación El Molino

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Diseñar e implementar la automatización del control de los interruptores y el monitoreo de los distintos parámetros de los equipos que conforman la subestación eléctrica reductora del Molino.

1.3.2 Objetivos Específicos

- a. Investigar y definir cuales equipos de la subestación necesitan monitoreo
- b. Analizar internamente de que manera se pueden obtener las señales necesarias de los dispositivos a los cuales se va a monitorear y controlar
- c. Determinar los equipos necesarios para la obtención de los parámetros en los reconectadores, así como para la recepción y procesamiento de estos datos.
- d. Definir de que manera se controlarán los dispositivos de apertura y cierre de los reconectadores.
- e. Realizar el diseño para el control de la apertura y cierre de los reconectadores
- f. De acuerdo a la información proveniente de los equipos a controlar, definir que tipo de puertos y protocolos se requieren para realizar la comunicación entre la subestación y el plantel de barrio Fátima.

- g. Realizar el diseño de la red de comunicaciones para el transporte de la información entre la subestación y el plantel de barrio Fátima.
- h. Realizar el diseño de un sistema ininterrumpido de alimentación para los equipos de adquisición de datos y monitoreo de la subestación.
- i. Con todo el sistema diseñado y tomando en cuenta la infraestructura existente, realizar las contrataciones pertinentes para la implementación de los sistemas, así como la creación de las obras civiles.

Capítulo 2: Antecedentes

2.1 Estudio del problema a resolver

Para llevar a cabo la automatización de la subestación, se va a realizar el monitoreo de las señales provenientes de diferentes equipos que se encuentran en el lugar, así como el control de la apertura y cierre de los re conectadores existentes.

A continuación se presenta un estudio de las características y detalles técnicos de los equipos que se necesita monitorear y controlar en la subestación reductora del Molino.

2.1.1 Reconnectadores

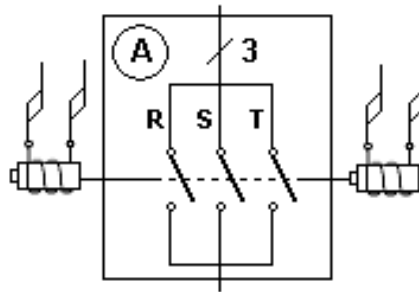


Figura 2.1 Diagrama eléctrico equivalente de reconnector

El reconnector es un dispositivo creado para monitorear la corriente de circuitos de distribución eléctrica con el fin de actuar ante alguna falla. El reconnector al detectar alguna falla en la corriente, abre el circuito automáticamente. Si la falla es temporal el circuito se reconecta y se vuelve a entrar en un nuevo ciclo de operación, pero si la falla es permanente, el reconnector abre y cierra el circuito 1, 2, 3, o 4 veces, según el ajuste previo que este posea.

Se necesita trabajar con cuatro de estos re conectadores y para uno de ellos es necesario monitorear las corrientes de fase y los voltajes de línea de cada circuito de

distribución. También se deben de controlar los dispositivos de apertura y cierre de cada reconectador de manera remota.

Cada reconectador cuenta con transformadores de corriente, los cuales reducen la corriente en un máxima de 5 A el cual es un rango bastante manejable. También cuentan con medidores analógicos de corriente que se encuentran conectados a los transformadores. En el transcurso del proyecto estos medidores analógicos serán cambiados por medidores de variables electrónicos, que interceptarán las señales de corriente de los transformadores, con los cuales se puede observar la información de manera digital, en un LCD.

Tres de los reconectores, cuentan con solenoides dedicados para la apertura y cierre de los mismos, que facilitan el control de éstos de manera remota. El reconectador de la entrada de la subestación cuenta con un controlador electrónico, el cual dispone de un tablero de control al cual se le pueden introducir señales de manera remota para las operaciones de apertura y cierre.

Adicionalmente, para cada reconectador se deberá de monitorear constantemente la posición de la palanca encargada de indicar el estado actual del dispositivo. Para esto cuentan con una serie de contactores que cuando son alimentados, se obtiene una señal que indica la posición de la palanca.

Como se describió anteriormente la subestación cuenta con dos tipos de reconectores, los cuales se muestran a continuación.

- Reconectores McGraw-Edison, tipo R, que se encargan de alimentar los sectores de Cartago Centro, el Tecnológico y el Hospital Max Peralta. Cuentan con números de serie 17038, 17042, y 15831 respectivamente.
- Reconector de entrada McGraw-Edison, tipo CXE, número de serie 1008. Este reconector cuenta con un controlador electrónico Cooper FORM 4C, al cual se le programan los diferentes parámetros de protección que el reconector necesita y tiene las funciones para ser controlado remotamente.

2.1.2 Transformador

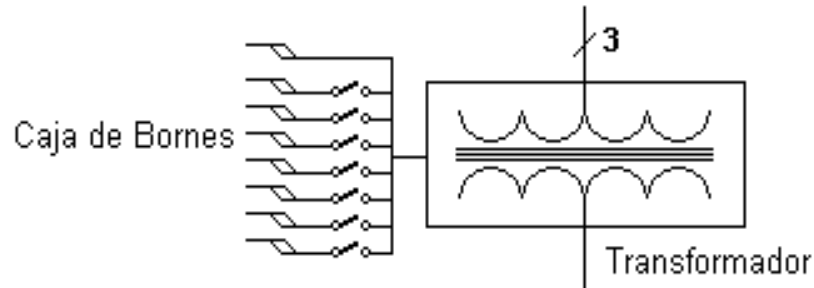


Figura 2.2 Diagrama eléctrico equivalente del transformador

El transformador es uno de los elementos más importantes de la subestación. Este dispositivo se encarga de transformar el voltaje de 34500 VAC a 13800 VAC, y por encontrarse en operación todo el tiempo, se convierte en un dispositivo indispensable, por lo que es primordial que no se dañe. Por esta razón JASEC quiere que se realice un monitoreo constante de los parámetros propios del transformador, con el fin de poder detectar posibles fallas y dar un mantenimiento preventivo.

Los parámetros que se monitorearán son:

- a. La temperatura del aceite, la cual no debe de sobrepasar cierto valor establecido que se considera como seguro. Para este parámetro se dan señales discretas y de disparo y alarma. También se debe monitorear una señal analógica correspondiente a la temperatura del aceite, que se encuentra en un rango de 4 a 20mA.
- b. El nivel de aceite, el cual indica cuando este sobrepasa un nivel predeterminado. Para este parámetro se dan señales discretas de disparo y alarma.
- c. El estado del Relé de Buchholz, debe de dar una señal discreta igual que las anteriores, que indica alarma y disparo del Relé.

Todas estas señales se pueden obtener de una caja de bornes que posee el transformador, la cual está conformada por un serie de contactores, que al ser

alimentados con una voltaje adecuado, proporcionan los valores de los parámetros deseados.

2.1.3 Infraestructura para comunicaciones

JASEC posee una red de comunicaciones que conecta una serie de equipos de distintas localidades. La comunicación de equipos se da mediante varios medios, como lo son cables de cobre para cortas distancias, y comunicación por microondas, o inalámbrica, para largas distancias.

Actualmente entre la subestación del Molino y las oficinas en Barrio Fátima existen 4 pares de cables de cobre trenzado, que se utilizarán para enlazar todos los equipos que serán monitoreados y controlados en la subestación, con el resto de la red existente.

También existe un enlace por microondas entre las oficinas de Barrio Fátima y el centro de Control del Bosque, desde donde se observarán y controlarán los parámetros de la subestación.

2.2 Requerimientos de la empresa.

La empresa requiere integrar los equipos de la subestación el Molino a un centro de control para mejorar los tiempos de atención de las fallas que se ocasionan en la subestación, y para una mayor flexibilidad a la hora de realizar maniobras sobre los equipos. Lo anterior se lleva a cabo al comunicar la subestación a la red SCADA que posee la JASEC, lo que hace posible que los equipos se puedan observar desde el centro de control de el Bosque. El diseño debe de servir como modelo para otras subestaciones y también debe de ser compatible para operar con equipos de otras marcas. También se debe de contemplar la escalabilidad, es decir, un futuro

crecimiento en la cantidad de señales que se van a controlar y monitorear. Al finalizar el proyecto, este debe de cumplir con las siguientes funciones:

- a. El monitoreo de las corrientes de fase de los reconectores de manera remota.
- b. El monitoreo de los voltajes de línea de los reconectores de manera remota
- c. Se deberá de realizar de manera remota, el control de la apertura y el cierre de cada reconector.
- d. Se deberá de realizar el monitoreo de la posición de la palanca de cada reconector de manera remota.
- e. Se deberá realizar el monitoreo de los distintos parámetros del transformador reductor de 34500 VAC a 13800 VAC, tanto de carácter discreto como analógico, de manera remota.
- f. Integrar el monitoreo y el control al sistema SCADA de la JASEC, permitiendo la visualización y manipulación remota por medio de la implementación de pantallas en el sistema.

Además JASEC solicitó dejar planteado el diseño, la configuración y programación de los equipos para el correcto funcionamiento del sistema.

Como el monitoreo de las señales debe de ser constante, no se pueden permitir fallos, como por ejemplo, la falta de alimentación momentánea de estos equipos, por lo que fue requerido el diseño de un sistema de alimentación ininterrumpido, en base a UPS, para todos los equipos de control y adquisición de datos.

A continuación se presenta un diagrama con todos los equipos descritos anteriormente.

Subestación El Molino

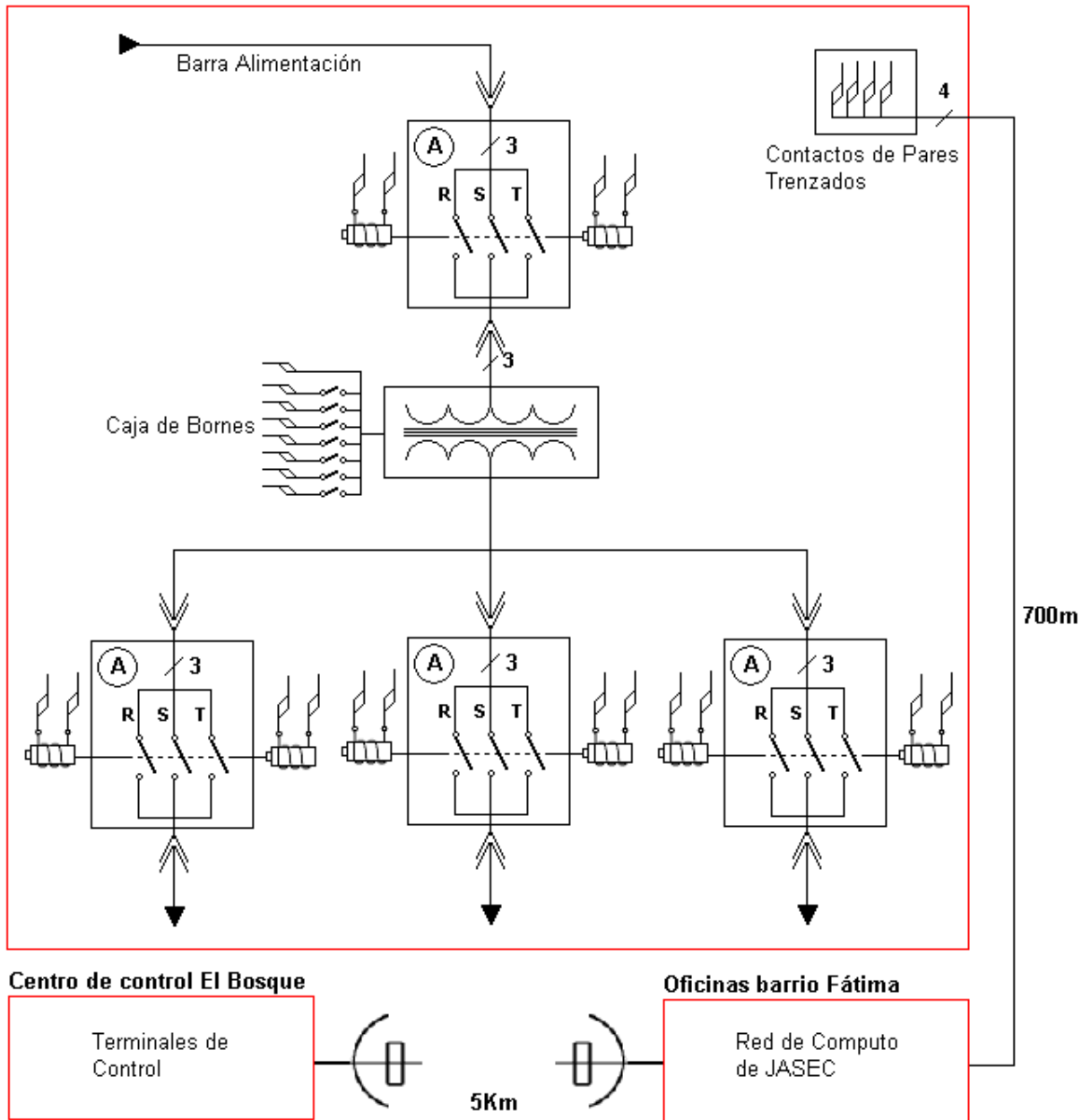


Figura 2.3 Diagrama eléctrico equivalente de los dispositivos existentes sobre los que se llevará a cabo la automatización.

2.3 Solución Propuesta

Para satisfacer las necesidades planteadas por la JASEC, se propone la automatización de los equipos de la subestación del Molino. Se crean 5 etapas diferentes para facilitar la realización del proyecto. Estas etapas son: Monitoreo de variables eléctricas, Control de reconectores, Sistema de comunicaciones, Interfaz de control, y Alimentación de equipos.

2.3.1 Alternativas de Solución

A continuación se presentan diferentes alternativas de solución para cada una de las etapas anteriormente planteadas. Las diferentes opciones presentan tanto ventajas como desventajas las unas con las otras, y difieren en la funcionalidad que poseen así como el costo económico, además difieren en la disponibilidad de los equipos que se pueden obtener tanto en el mercado nacional, así como en el extranjero.

2.3.1.1 Monitoreo de variables eléctricas

Para poder obtener información sobre los diferentes parámetros eléctricos presentes en los reconectores se debe hacer uso de una serie de dispositivos que aprovechen las señales provenientes de los transformadores de corriente que existen en los reconectores, así como de los transformadores de potencial que se deben de colocar en cada reconnector. Para poder obtener dichos parámetros se presentaron las siguientes propuestas de solución:

- a. Utilizar un medidor de variables, ya sea un ION 7600 o un PowerMeter 3020, para cada reconnector el cual toma las señales de los transformadores reductores, y realiza una serie de medidas tanto directas como indirectas las

cuales son almacenadas en una serie de registros que poseen dichos dispositivos.

- b. Utilizar tarjetas adicionales para PC, las cuales son adaptadores para las señales provenientes de los transformadores reductores de los reconectores y los puertos de la PC, que en combinación con un software especializado pueden realizar un gran número de mediciones para el usuario.

Los soluciones anteriormente propuestas en combinación con una serie de sensores para determinar la posición de los interruptores y la temperatura del transformador, conforman la adquisición de parámetros eléctricos de los equipos de la subestación.

2.3.1.2 Control de reconectores

El control de los reconectores es una de las funciones más críticas del sistema. Este control se basa en la apertura y cierre de los interruptores de los reconectores mediante la utilización de señales eléctricas, para controlar dispositivos que manipulan la posición de la palanca a conveniencia del usuario. Existen varias alternativas para realizar la manipulación de la palanca de los interruptores, entre las que se encuentran:

- a. Hacer uso de sistemas electromecánicos como solenoides para desplazar la palanca en una dirección u otra.
- b. Utilizar un motor AC o DC y acoplarlo con fajas o cadenas a la palanca de los interruptores para desplazarla en determina posición.

Para proporcionar las señales eléctricas de control se utilizará un controlador lógico programable o PLC. Existen diferentes tipos de controladores en el mercado, por lo que se tendrá que seleccionar el dispositivo que mejor cumpla con las condiciones de diseño, así como de módulos de entradas y salidas necesarios para suplir las señales eléctricas que se requieren, y compatibilidad del equipo con los protocolos de comunicación existentes en la empresa.

2.3.1.3 Sistema de comunicaciones

El sistema de comunicaciones está encargado de comunicar todos los datos provenientes de los equipos de la subestación del Molino con las oficinas en Barrio Fátima, y estas a su vez, se comunican con el centro de Control del Bosque.

Existen posibles soluciones para el medio a utilizar en la comunicación:

- a. Hacer uso de antenas con capacidad para transmitir por microondas en combinación con radio MODEMS para crear un enlace inalámbrico para transmisión de ratos.
- b. Hacer uso de pares trenzados de cobre y MODEMS banda base, la cual presenta una solución óptima para enlaces a corta distancia.

Para que la comunicación se pueda llevar a cabo es indispensable primero que todo, concentrar todos los datos de los equipos de monitoreo y control y luego comunicarlos por el MODEM. Esto se puede hacer de las siguientes maneras:

- a. Utilizar un switch para realizar la concentración de los datos que soporte una cantidad de puertos adecuada para la conexión de los equipos que se desean monitorear, y conectar este switch al MODEM para realizar la transmisión.
- b. A la opción anterior agregar un router para crear una red independiente en la subestación, y mejorar el uso de ancho de banda con el fin de evitar problemas de congestión en la red LAN de JASEC.

2.3.1.4 Interfaz de control

Para la manipulación y visualización de los equipos, existen varias opciones:

- a. Crear un panel de control basado en interruptores que sea puramente discreto, el cual tiene un costo bastante económico.
- b. Utilizar un sistema basado en algún software, el cual sería mas útil debido a los protocolos de comunicación que se estarán utilizando y la capacidad la integración que posee, por lo que resulta una solución un poco mas costosa.

2.3.1.5 Alimentación de equipos.

Con la idea de dar una alimentación constante a los equipos de control y adquisición de datos se ha planteado la opción de crear un sistema de alimentación ininterrumpida para evitar la pérdida de datos ante algún fallo eléctrico en la subestación. Para la creación de este sistema se ha pensado en varias opciones:

- a. La utilización de un banco de baterías, el cual pueda brindar alimentación a los equipos que requieren una alimentación de 24 VDC y 48 VDC, así como el uso de una UPS, para alimentar a los equipos o dispositivos que requieran 120 VAC. El banco de baterías proporciona bastante duración en el tiempo de respaldo de energía, pero su costo es elevado y ocupado un espacio bastante considerable.
- b. También se contempla la utilización únicamente de una UPS doble para aislar señales de control y señales de alimentación. También utilizar diferentes fuentes y convertidores de voltaje para suplir los valores de voltaje que requieren los equipos.

2.3.2 Solución propuesta

Una vez realizada la comparación entre las posibles soluciones, se llegó a formular un diseño general sobre el cual se desarrollará la automatización de la subestación el Molino. La propuesta general se plantea a continuación en la figura 2.4

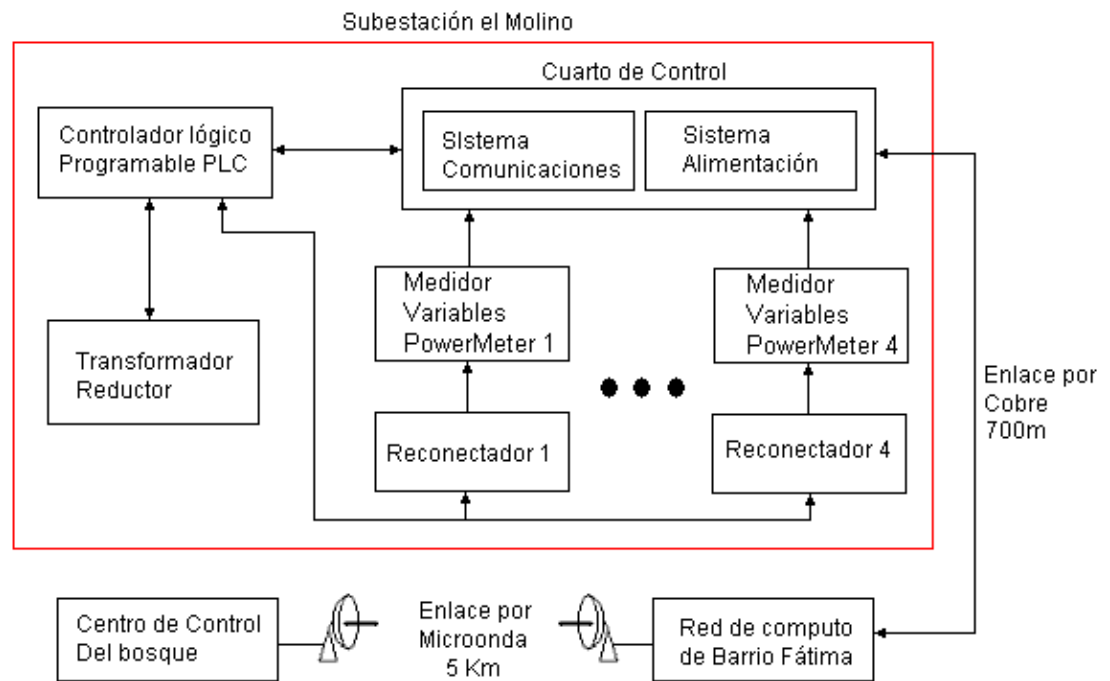


Figura 2.4 Diagrama de bloques general para el proyecto de automatización De la subestación el Molino.

2.3.2.1 Monitoreo de variables eléctricas

El diagrama de bloques para la solución de la etapa de monitoreo de variables eléctricas se muestra en la figura 2.5. Los parámetros eléctricos que se deben de monitorear en la subestación provienen tanto del transformador reductor de 34500 VAC a 13800 VAC, como de los 4 reconectadores existentes en la subestación. Para obtener los parámetros eléctricos del transformador se utilizarán una serie de contactores que este posee para dicho fin, donde estos se deben de alimentar con un voltaje adecuado para que el PLC pueda obtener y digitalizar los datos. Para la medición de la temperatura del aceite se debe de incluir una termocupla necesariamente, ya que el termómetro que posee el transformador no es interceptable. La termocupla debe dar una señal que se encuentre en el rango de 4 a 20 mA, para que el PLC la pueda procesar.

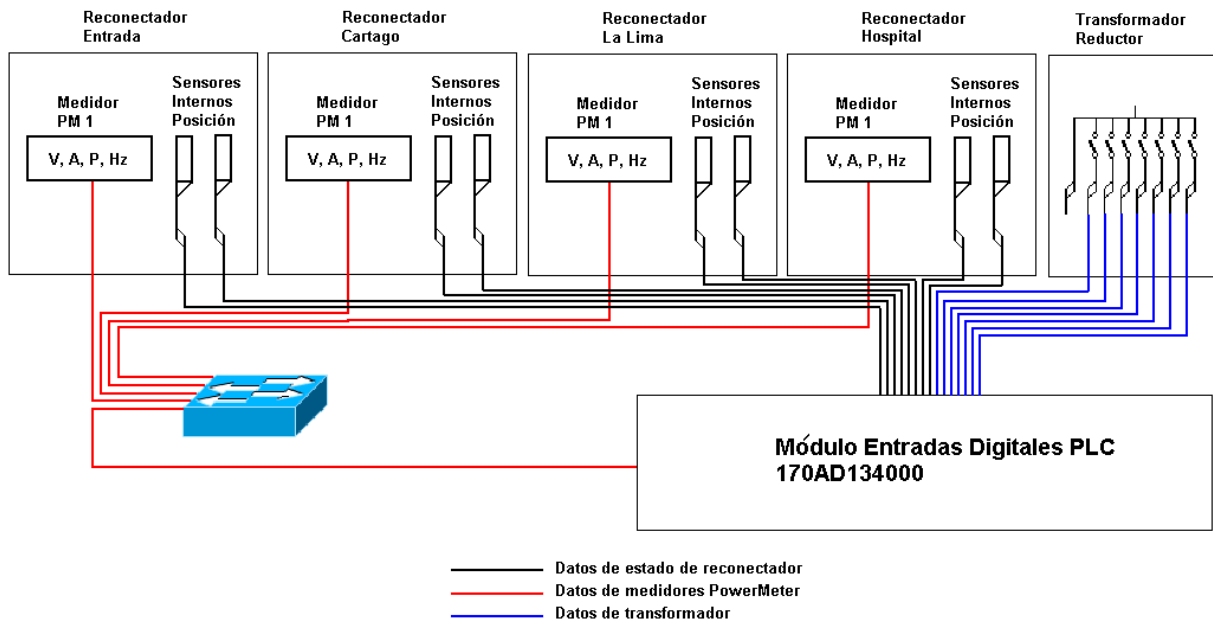


Figura 2.5 Diagrama de propuesta para etapa de monitoreo de variables eléctricas

Con respecto a los reconvertadores se decidió que se procederá a utilizar medidores de variables eléctricas, los cuales sensan los valores de voltaje y de corriente que pasan por las líneas que entran a los reconvertadores, brindando una serie de parámetros eléctricos, derivados de estas mediciones. En un inicio se iban a utilizar medidores modelo ION 7600, los cuales poseen aparte del suministro de los parámetros eléctricos, memoria de estas variables y cierto grado de programación, pero debido a su elevado costo, y problemas internos de JASEC con el proveedor de estos equipos, se utilizarán medidores de variables eléctricas tipo PowerMeter debido a las siguientes razones:

- Los medidores de variables en comparación a la cantidad de transductores eléctricos que se hubiera tenido que utilizar, son más funcionales y económicos.
- Los medidores dan una gran capacidad de integración, debido a la cantidad de funciones que éstos proporcionan, a diferencia de los transductores eléctricos, los cuales son específicos par la función que se les dé.

Además los medidores de variables poseen un puerto de comunicaciones Modbus RS-485, el cual facilita el transporte de la información hacia la red.

2.3.2.2 Control de re conectadores

Para el control de la palanca de los re conectadores se hará uso de sistemas electromecánicos, como lo son relés y solenoides, ya que estos representan un costo más bajo en comparación con los motores que se pensaba instalar en los re conectadores, también debido a que en un futuro se piensan sustituir los re conectadores actuales por otros más modernos. El diagrama de esta propuesta se encuentra en la figura 2.6

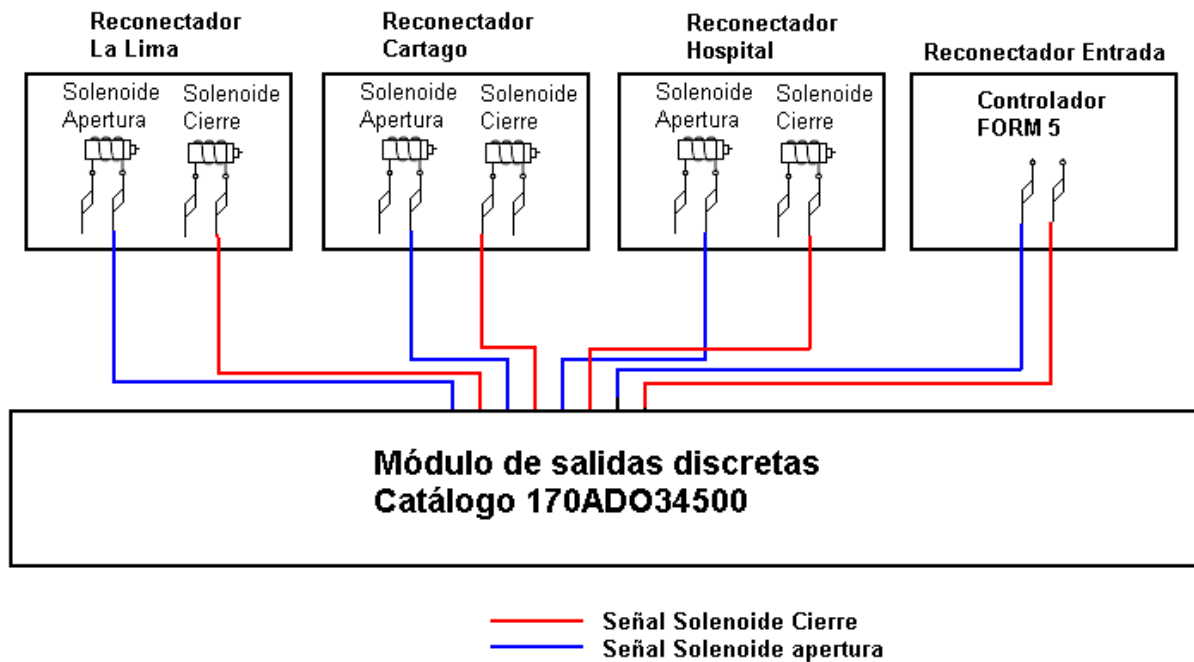


Figura 2.6 Diagrama de propuesta para control de re conectadores

Otra razón por la que se decidió utilizar componentes electromecánicos es que los re conectadores poseen interna y externamente unos solenoides que al ser energizados pueden controlar remotamente la posición de los interruptores, lo cual

hace cumplir con las especificaciones dadas por la empresa, donde se había planteado, que la mejor solución posible sería aquella que permitiera la utilización de los componentes internos de los reconectores, y así no tener que invertir en un dispositivo adicional. Las señales de control deben de ser señales activadas momentáneamente, solo el tiempo requerido para cambiar la posición de la palanca. Estas señales serán suministradas por el PLC, el cual se encargará de energizar una serie de relés que controlan los solenoides. El PLC será controlado por la red SCADA desde las terminales del centro de control del bosque. El reconector restante posee un controlador propio, que posee una regleta de contactos al que se le introducen señales para su manipulación remota.

2.3.2.3 Sistema de comunicaciones

Para el diseño de la comunicación de los datos de la subestación se decidió utilizar como medio de comunicación pares de cable trenzados telefónicos, debido a su bajo costo en comparación con la instalación de una antena para poder transmitir por microondas. Además la velocidad que soporta el par telefónico es suficiente para el tráfico de datos que proporcionará la subestación. También se aprovechará el tendido de cables de cobre que ya existía entre la subestación y las oficinas en Barrio Fátima. Debido a este medio es que se utilizarán MODEMS de banda base para hacer la comunicación por cobre. También se utilizará el enlace inalámbrico que existe entre Fátima y el centro de control del Bosque para el transporte e integración de la información a la red SCADA de JASEC. Para concentrar la información de los equipos se utilizará un switch. Este dispositivo además de concentrar la información, tiene la capacidad de crear redes virtuales o VLAN, lo cual da la posibilidad de poder realizar un monitoreo y control de equipos por capas o categorías de equipos, así se podrán monitorear grupos e equipos similares en diferentes instalaciones. También se utilizará un router para crear una red independiente en la subestación del Molino y solucionar problemas de congestión de la red de JASEC. Para facilitar la concentración de la información se seleccionaron equipos que poseen puertos de

comunicación que son compatibles con toda la red, utilizando protocolos MODBUS TCP/IP y RS-485. El diagrama de bloque es general de esta etapa se presentan en la figura 2.7

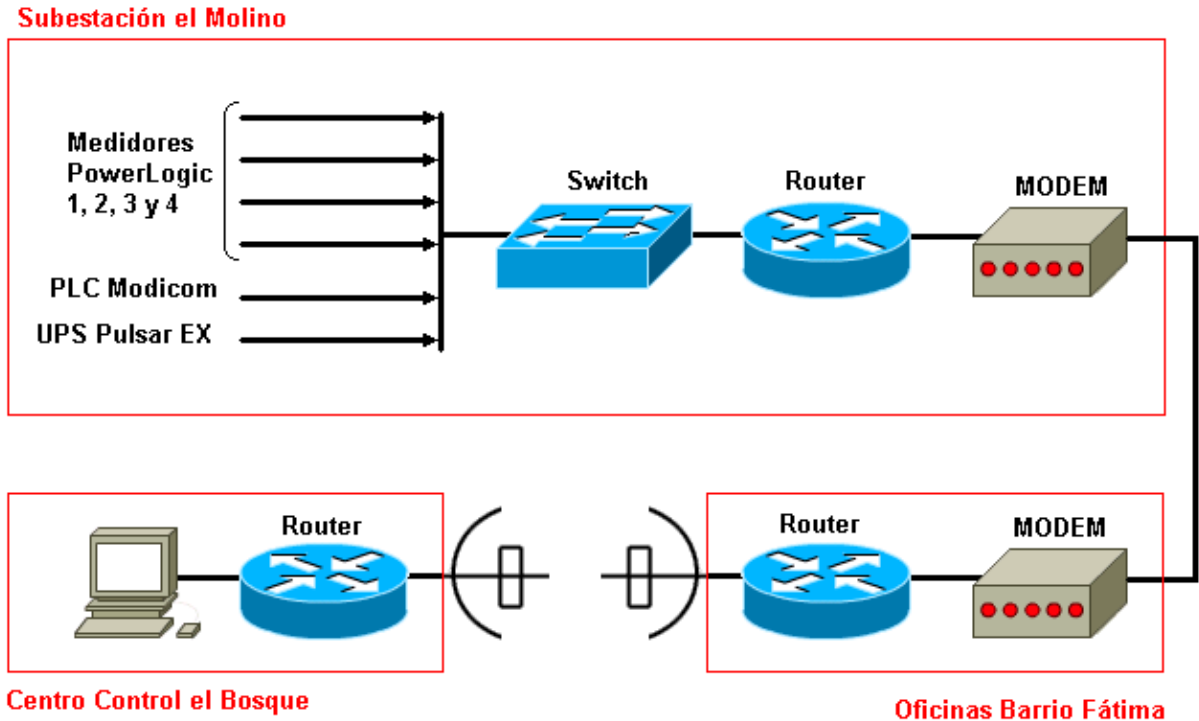


Figura 2.7 Diagrama de bloques general para etapa de comunicaciones

2.3.2.4 Interfaz de Control

La interfaz de control se realizará mediante la solución basada en software. Esta solución permite una gran capacidad de integración de sistemas, y no únicamente el sistema de la subestación. Aunque esta solución es costosa, JASEC posee un contrato con una compañía la cual le brinda servicios de programación de interfaces de control, utilizando el programa InTouch 7.1 de Wanderware, por lo que ya se poseen en la empresa la plataforma de control, los instaladores del software, y las licencias necesarias para la aplicación y el desarrollo de interfaces.

Por esta razón se estarán creando las pantallas de control y adquisición de datos de la subestación en el programa InTouch, así como la utilización de una serie de

programas que posee JASEC para poder realizar exitosamente la comunicación entre los equipos y las terminales del centro de control donde se estarán corriendo las aplicaciones realizadas.

2.3.2.5 Alimentación de Equipos

Se decidió eliminar la opción de un banco de baterías debido a su alto costo, poca funcionalidad y capacidad de monitoreo. Además requiere de un área de instalación bastante amplia, que no cumple con las dimensiones de los gabinetes posibles a utilizar. De aquí que se procedió a hacer uso de una UPS la cual alimentará los equipos que necesitan 120 VAC, además se hará uso de una fuente de 24 VDC y un convertidor de voltaje de 120 VAC a 120 VDC, que alimentará los solenoides de los distintos reconectores, todo esto conectado a una UPS que debe de dar soporte a los equipos de monitoreo y control por al menos dos horas y media. Además la UPS tiene la posibilidad de agregarle un módulo de comunicación que utiliza el protocolo TCP/IP para poder introducirla en la red de comunicaciones y poder monitorear su estado desde el centro de control del Bosque. A continuación se presenta el diagrama de bloques de la etapa de alimentación

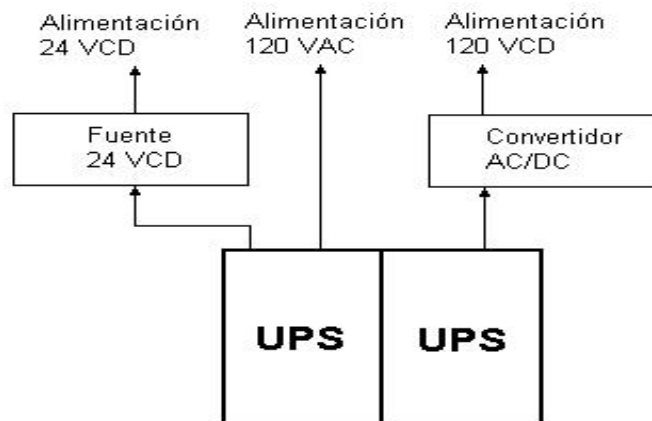


Figura 2.8 Diagrama de bloques general para etapa de alimentación.

Capítulo 3: Procedimiento Metodológico.

Para poder llevar a cabo los objetivos anteriormente mencionados se debieron seguir los siguientes pasos o metodología:

3.1 Para poder determinar cuales equipos debían de ser monitoreados, se procedió a estudiar los manuales de usuario de cada uno de estos, así como también se procedió a reunirse con los ingenieros de la JASEC para determinar que prioridad iban a tener los equipos y que parámetros eran indispensables para la empresa.

3.2 En algunos casos los dispositivos de la subestación no poseían ningún manual de usuario por lo que se tuvo que contactar a los fabricantes de los equipos en el extranjero via e-mail y telefónica para obtener información de cómo manipular los equipos.

3.3 Para determinar que dispositivos se iban a utilizar, se procedió a investigar acerca de equipos en el mercado nacional e internacional, que cumplieran con los requerimientos de diseño, como protocolos, cantidad de señales a procesar, funcionalidad, etc. Además, se procedió a brindar el diseño a empresas oferentes las cuales proponían opciones de equipos.

3.4 En la determinación de la manera en la que se iban a controlar los interruptores de los reconectores, se procedió a estudiar los diferentes dispositivos con que estos cuentan para el control remoto, y donde se podían interceptar las señales de control. Además de estudiar las hojas de datos para determinar los niveles de voltaje que se debían de introducir en estos.

3.5 Para realizar el diseño del control de los reconectores se procedió a hacer pruebas con los solenoides para el control remoto de los reconectores, también se realizó un estudio para determinar que equipo era el ideal para brindar las señales de control de los solenoides y relés.

3.6 Los puertos y protocolos se seleccionaron al realizar una investigación de la red existente en JASEC, así como la plataforma que se utiliza para el monitoreo y la

adquisición de datos. También se hizo un estudio de equipos para determinar la compatibilidad que existía entre los protocolos.

3.7 El diseño de la red para la comunicación de la información entre edificios se hizo al investigar la infraestructura necesaria y existente, como lo son los cables de cobre, y también los enlaces microondas. También se tomaron en cuenta los requerimientos dados por la empresa para realizar una selección de equipos que cumplieran con las especificaciones deseadas, como lo eran la posibilidad de soportar monitoreo por capaz o grupos de equipos similares, así como la idea de realizar una red independiente en la subestación.

3.8 Para el diseño del sistema de alimentación ininterrumpida de los equipos, se estudiaron los parámetros de consumo de energía de los equipos a alimentar para así determinar la potencia que tenía que brindar la UPS basándose en las especificaciones de tiempo dadas por JASEC. Además se investigó sobre factores productores de ruido en el sistema, para determinar si la alimentación de los equipos se debía aislar o no.

3.9 La selección de la empresa encargada de la compra de equipos y realización de las obras civiles en la subestación se hizo por medio de un cartel de licitación, donde se brindó el diseño del sistema a varias compañías para que estas participaran y compitieran en la licitación. La escogencia se basa en la garantía de equipos, tiempos de entrega, costos que brinden las distintas empresas oferentes.

3.10 La creación de las pantallas para el control y la adquisición de datos de equipos de la subestación, se tomó en cuenta el software existente en la compañía así como las facilidades de consultorías que posee JASEC con determinadas empresas con las que posee contratos. Además se tomaron en cuenta todos los protocolos de comunicación que participarían en el proyecto.

Capítulo 4: Descripción del Hardware Utilizado.

4.1 Descripción general de Bloques

En la figura 2.4 se presenta un diagrama de bloques del diseño de la automatización de la subestación del Molino y sus diferentes módulos.

Con base en este diseño se procederá a dar una descripción detallada de todo el hardware utilizado en el proyecto de la subestación del Molino.

4.2 Controlador lógico programable y sus elementos

Para el control y monitoreo de los equipos de la subestación, el dispositivo más apropiado es un Controlador Lógico Programable o PLC, tipo Momentum de la marca Modicon, el cual cumple con las especificaciones de diseño deseadas

4.2.1 Características Técnicas

- a. Procesador 17CCC98020
- b. Características y beneficios generales
 - Procesamiento Independiente. En lugar de colocar adaptadores de comunicaciones, el PLC ofrece un control simple
 - Sistema distribuido: Este tipo de controlador permite realizar puentes entre procesadores de mayor capacidad, con sencillos métodos de programación.
 - Arquitecturas Integradas: Permite comunicaciones confiables con diversos tipos de dispositivos, mediante sus protocolos de comunicación
- c. Características técnicas
 - 512 Kb de memoria RAM y 512 Kb de memoria Flash
 - Capacidad para 512 entradas analógicas y 512 salidas analógicas.
 - Tiempo de Escaneo de programa: 0.13ms
 - Alimentación a 24 VDC

- Puerto de comunicaciones Ethernet para protocolo Modbus TCP/IP.

4.2.2 Módulos de entradas y salidas.

Como dispositivos de captura de datos para el PLC se debe incorporar al mismo los siguientes módulos:

- a. Módulo de 16 entradas discretas
 - Voltaje de referencia 24 VDC
 - Módulo catálogo 170AD134000
- b. Módulo de 8 entradas analógicas
 - Posibilidad de configuración para 4-20mA, $\pm 5V$, $\pm 10V$, $\pm 15V$.
 - Catálogo 170AA103000.
- c. Módulo de 16 salidas discretas.
 - Voltaje de referencia 24 VDC.
 - Catálogo 170ADO34500

Este controlador es una de las partes más importantes del sistema, y cumple con las funciones de:

Control: Según las órdenes que éste recibe del Centro de control de El Bosque, realizará la activación de las señales para el control de las palancas de los diferentes reconectores.

Monitoreo: En sus entradas discretas, se monitorean los parámetros provenientes del transformador y del estado de la posición de la palanca de los reconectores.

Comunicación. Como cuenta con un puerto de comunicaciones TCP/IP, este comunica su información con el concentrador del sistema de comunicaciones.

4.3 Sistema de comunicaciones.

4.3.1 MODEM

Para realizar la comunicación entre la subestación de el Molino y las oficinas en barrio Fátima utilizando los pares de cobre trenzados que existen actualmente se requieren MODEMS banda base, marca RAD-ASM-20, para realizar dicha función. Cuentan con las siguientes características:

4.3.1.1 Funciones principales

- Detección y corrección de errores
- Conexión segura entre subestaciones
- Conversión entre comunicación serial y Ethernet

4.3.1.2 Características generales

- Cuenta con velocidades de transmisión variables, que pueden ser seleccionadas por el usuario, con una velocidad máxima de transmisión de 256 Kbps.
- Proporciona una cobertura de 2Km para la transmisión de datos, cuando se está utilizando 256Kpbs.
- Cuenta con una interfaz para comunicación DTE V.35
- Voltaje alimentación: 120 VAC.

4.3.2 Switch

Con el objetivo de concentrar toda la información de los equipos de la subestación mediante el protocolo TCP/IP, se utilizará un switch Cisco Catalyst 3550-24-EMI el cual soporta el protocolo 802.1q con las siguientes características.

4.3.2.1 Características generales

- 24 Puertos ethernet con autosensado de 10/100Mbps

- 2 interfaces convertidores de Gigabit (GBIC) basadas en puertos ethernet de gibabit
- Soporta protocolos como Enhanced Multilayer Software Image (EMI), QoS, soporte para listas de control de acceso (ACL) y RIP
- Soporta protocolos de enrutamiento básicos, así como protocolos de enrutamiento avanzados
- Enrutamiento IP para VLAN interno para total enrutamiento de capa 3 entre dos o mas VLAN
- Soporte para protocolo Spanning-Tree IEEE-802.1D, para manejar redundancia.

4.3.3 Router

Se utilizará un router marca Cisco 1721, con una interfaz serial para hacer una red LAN independiente en la subestación del Molino, para evitar problemas de congestión en la red de cómputo de JASEC. El router cuenta con las siguientes características:

4.3.3.1 Características generales:

- Un puerto Fast Ethernet 10/100Mbps con autosensado
- Dos slots o ranuras para tarjetas WAN seriales (WIC)
- Una tarjeta serial para la comunicación punto a punto.
- Posee un puerto auxiliar asíncrono (AUX) arriba de 115.2Kbps
- Un puerto de consola RJ-45
- Capacidad de enrutamiento: 12000paquetes por segundo
- Soporta protocolo para enrutamiento de VLAN IEEE 802.1q.

4.4 Termocupla

Aunque el transformador de la subestación posee un termómetro , es imposible intervenir esta señal para obtener una medición, por lo que se debe utilizar una

termocupla adicional que se encarga de convertir el valor de temperatura en un rango de corriente que se encuentra entre los 4 y 20mA. Esta señal es introducida al PLC y monitoreada desde el centro de control del Bosque. Cuenta con las siguientes características:

- Capacidad de inmersión en aceite.
- Rango de temperatura soportado: -20 a 180 °C
- Incluye el transductor de corriente adecuado.

4.5 Medidores de variables eléctricas.

Para poder obtener los valores de voltajes de línea y corrientes de fase de cada reconector, se utilizarán medidores de variables tipo PowerMeter, de la marca Power Logic. Las señales de las corrientes trifásicas que se introducen en los medidores de variables provienen de una serie de transformadores de corriente que poseen los re conectadores, los cuales dan una salida máxima de 5 A. Se deben de colocar transformadores de potencial para obtener los valores de voltaje adecuados para poder realizar la medición de voltajes de línea. Estos medidores de variables son bastante útiles ya que proporcionan gran cantidad de mediciones indirectas con las señales provenientes de corriente y voltaje, provenientes de los re conectadores. Los medidores poseen una salida de datos serial Modbus RS-485, con la cual se puede hacer una pequeña red con los 4 medidores, y posteriormente utilizar un convertidor de protocolo para introducir los datos en el switch. Los medidores brindan las siguientes funciones:

- Tres entradas de 0-5 Amperios AC y tres entradas de voltaje de 0-480VAC.
- Medición de corriente por cada Fase y neutro.
- Medición de Voltaje de línea a línea, y línea a neutro.
- Medición de Potencia real, reactiva y aparente, por fase y total.
- Medición de Factor de potencia por fase y total.
- Medición de frecuencia.
- Medición de demanda de corriente por fase y neutro, presente y pico.

- Medición de demanda potencial real, reactiva y aparente, en total en tres fases, presente y pico.
- Medición de energía real, reactiva y aparente, total en tres fases
- Medición de energía acumulada con signo, absoluta, entrante y saliente.
- Medición de distorsión armónica de voltaje por fase.
- Medición de distorsión armónica de corriente por fase.
- Un puerto de comunicación que deberá ser integrado a la red Ethernet TCP/IP para la lectura de datos desde el centro de Control el Bosque.

4.6 Relés de interposición

Se utilizarán 6 relés de interposición para controlar los diferentes solenoides que se encuentran en los reconectores para controlar la palanca de apertura y cierre de los mismos. Estos recibirán una señal de control proveniente del PLC la cual energiza la bobina interna que estos poseen. Cuentan con las siguientes características:

- Voltaje de bobina: 24V CD.
- Corriente máxima de operación: 10 A
- Voltaje máximo de operación 230V AC, 230 V DC.

4.7 Solenoides

Debido a que los reconectores de la subestación están fabricados con tecnologías de los años 60's y 70's todavía poseen métodos electromecánicos, basados en solenoides para el control remoto de la apertura y cierre. Existen diferentes tipos de solenoides en los reconectores que se describen a continuación:

4.7.1 Solenoides de apertura

- Voltaje de operación: 115 VAC, consumo de corriente: 0.36 A

- Voltaje de alimentación: 125 VDC, consumo de energía: 0.64 A

4.7.2 Solenoides de cierre

- Voltaje de operación: 115 VAC, consumo de corriente: 3.25 A
- Voltaje de operación: 125 VDC, consumo de corriente: 6 A

4.8 Sistema de alimentación ininterrumpida.

Aunque la JASEC es una compañía productora y distribuidora de corriente eléctrica, no quiere decir que este exenta de fallos en el fluido eléctrico de los equipos que se encuentran en la subestación. Por esta razón es que se ha diseñado este sistema de alimentación el cual brindará su servicio constantemente. La base se encuentra conformada por dos UPS, una utilizada para dar alimentación a los equipos de monitoreo , y otra para alimentar los solenoides de apertura y cierre de los reconectores. Además en el sistema de alimentación se encuentran una fuentes de 24 VDC y un convertidor de voltaje de 120 VAC a 120 VDC.

4.8.1 UPS

Características generales de la UPS

- Voltaje y frecuencia de entrada: 70-138Vac, 57-63 Hz
- Voltaje de salida de 120Vac $\pm 3\%$
- Potencia de salida total:1000VA
- Cuenta con supresores de transcientes
- Puerto de comunicaciones que puede ser integrado a la red Ethernet TCP/IP del Molino, para que se pueda realizar el monitoreo del estado del sistema de respaldo en el Centro de Control del Bosque.
- Corrección del factor de potencia
- Tiempo de respaldo: dos horas y treinta minutos

4.8.2 Fuente de voltaje

Esta fuente se encarga de alimentar los equipos que requieren 24 VDC, posee las siguientes características:

- Voltaje de Salida 24V cd.
- Voltaje de Alimentación: 100-240V ac
- Potencia de salida: 60Hz.
- Protección por sobrecalentamiento.

4.8.3 Convertidor

Se utilizará un convertidor de AC / DC para la energización de los solenoides que controlan el cierre y la apertura de la palanca de los reconfiguradores de los circuitos de “La lima” y “Cartago”. Este convertidor se alimenta con: 110V AC hasta 220V AC y debe proporcionar una salida de 120 VDC. El convertidor es capaz de proporcionar la potencia necesaria para energizar 2 solenoides simultáneamente consumiendo 6 A cada uno aproximadamente, más el resto de equipos que se encuentran siempre alimentados como lo son los medidores de variables eléctricas.

Capítulo 5: Descripción del Software del sistema

5.1 Ambientes utilizados para el desarrollo del Software.

En el transcurso del proyecto se debió hacer uso de una serie de paquetes de cómputo para poder desarrollar las distintas herramientas necesarias para realizar el control y adquisición de datos de los equipos de la subestación El Molino, así como para hacer posible la comunicación entre las terminales de control y los equipos.

Específicamente se tuvo que investigar acerca de paquetes de cómputo como lo es el programa InTouch 7.1 de Wanderware, el cual brinda una plataforma para la creación de un sistema SCADA, que tiene la capacidad de integrar un gran número de sistemas y variables para controlar y monitorear simultáneamente. Se utilizó también el programa Concept V2.5 de Modicon, para la configuración del PLC. Este programa tiene un simulador al que se le carga la configuración creada en Concept, y así poder realizar pruebas en tiempo real.

Para poder comunicar al PLC con la plataforma de SCADA, fue necesario hacer uso del MBENET que es un I/O Server o servidor de entradas y salidas, que se encarga de crear una relación entre los registros del PLC de Modicon y las variables del InTouch 7.1

Por último se hizo uso de el sistema operativo propietario de los Routers Cisco, IOS, para poder configurar las interfaces del Router de manera que se pueda realizar la comunicación entre los equipos de la subestación y las oficinas en Barrio Fátima. Posteriormente se describirán los diferentes programas de manera más detallada.

5.1.1 Programa de configuración del PLC Momentum.

Como se ha mencionado anteriormente, el programa utilizado para la programación del PLC Momentum, es el Concept V2.5. Este es un programa sencillo de utilizar, y proporciona bastantes herramientas para crear una configuración bastante variada y funcional.

Una configuración general debe ser realizada inicialmente para especificar ciertos parámetros que son necesarios para el desarrollo del programa. Para realizar esta configuración existe un diálogo de ayuda como el que se muestra en la figura 5.1.

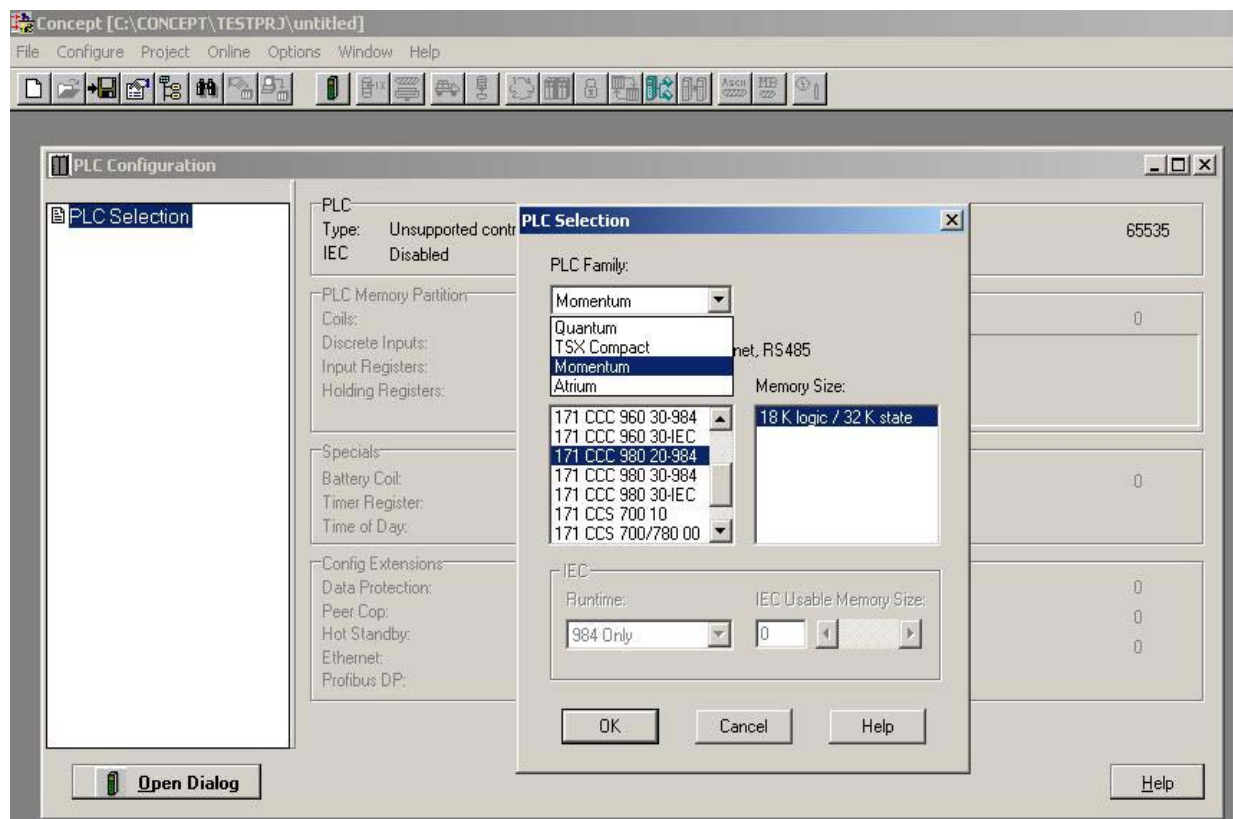


Figura 5.1 Pantalla de diálogo de configuración general.

Para acceder a esta pantalla basta con hacer un clic en File, y presionar el botón llamado "Open Dialog". En esta sección se selecciona la familia de PLC sobre el cual

se piensa cargar el programa, así como el procesador que se desea, y la memoria de este. Una vez realizada la selección, se habilita el resto de la configuración, la cual consiste en realizar una partición del espacio en memoria destinado para los diferentes registros de entradas y salidas digitales, también analógicas, y registros de escritura. Esta selección se muestra en la figura 5.2

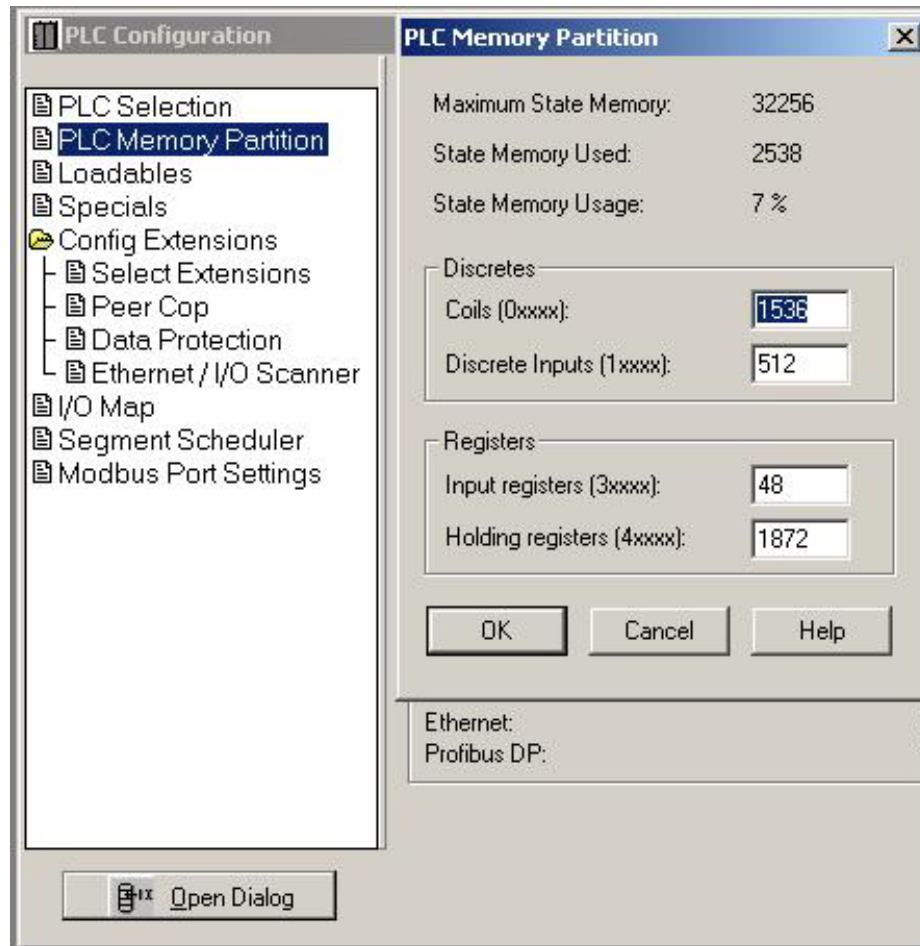


Figura 5.2 Selección de la partición de memoria para los registros de Entradas y salidas.

Como se observa en la figura anterior, se debe de realizar una selección de la cantidad de memoria que se desea utilizar para cada tipo de registro que posee el PLC seleccionado. El programa ofrece valores predeterminados como los que se encuentran en las casillas del diálogo de configuración.

También existe la posibilidad de configurar el direccionamiento del PLC para fines de comunicación del dispositivo con cualquier terminal remota que posea protocolo TCP/IP, como lo es cualquier PC que posea tarjeta de red o NIC. Se puede configurar en el PLC una dirección IP fija, así como un Gateway de salida. Pese a esta posibilidad se recomienda seleccionar la opción de que el PLC tome la dirección IP de la terminal a la que se encuentra conectado, como se hizo en el programa de configuración para el control de la subestación el Molino. También se puede seleccionar la opción de deshabilitar la comunicación por el puerto Ethernet como se muestra en la figura 5.3

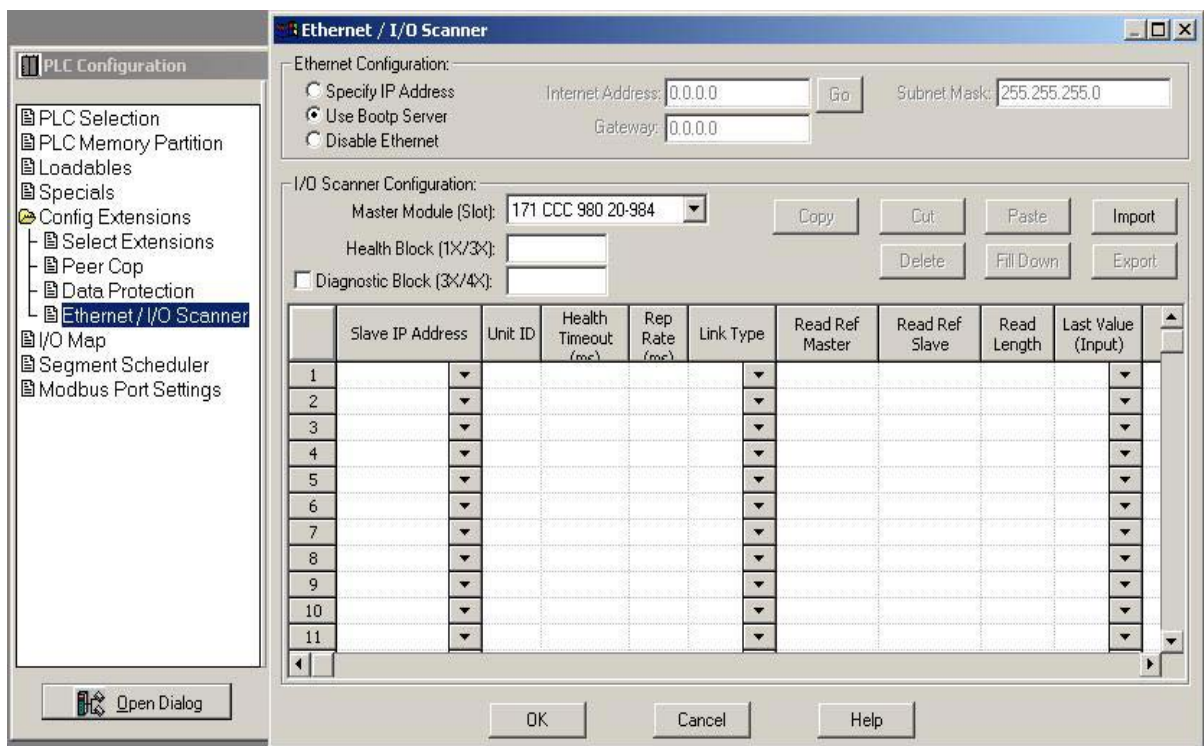


Figura 5.3 Configuración de dirección IP para comunicación con terminal remota.

Una vez realizada la configuración del protocolo TCP/IP se debe de hacer una selección de los módulos de entradas y salidas que se van a utilizar en el PLC, según la aplicación que se desee realizar, y del hardware que se disponga. Por ejemplo, según la cantidad de señales de entrada y salida del diseño de la

automatización de la subestación el Molino, es necesario seleccionar un módulo de 32 entradas digitales, otro de 16 salidas digitales, y otro de 8 entradas analógicas. El dialogo de configuración de los módulos de entradas y salidas se muestra a continuación, en la figura 5.4

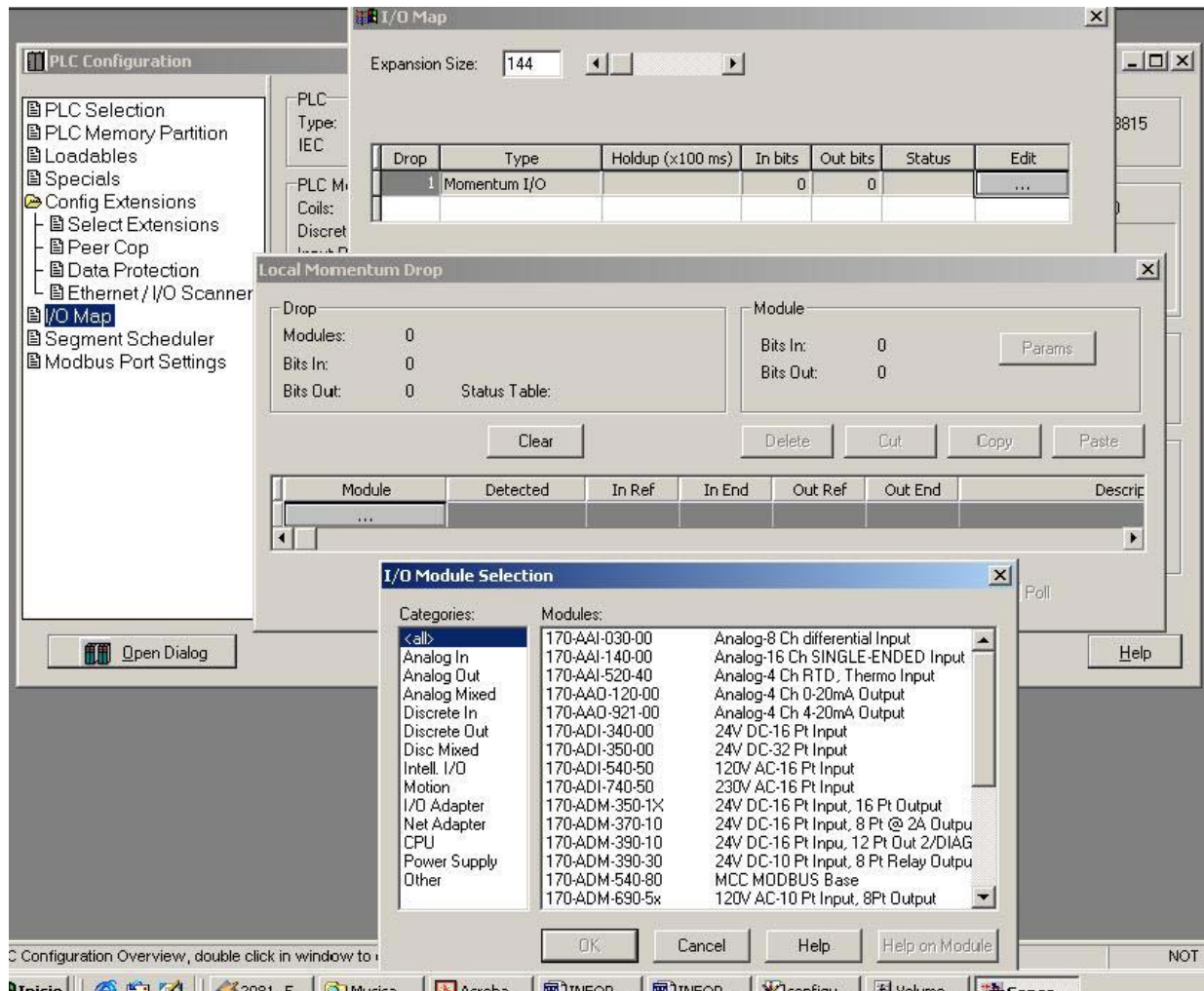


Figura 5.4 Dialogo de configuración de módulos de entradas y salidas utilizados por el PLC

Una vez que se seleccionan los módulos de entradas y salidas, se debe de seleccionar una referencia de direccionamiento, donde se debe de configurar una dirección de memoria inicial y una dirección de memoria final, las cuales

proporcionan un ámbito de referencia para el direccionamiento en memoria. Esto se debe de realizar tanto para las entradas y salidas seleccionadas.

Realizada toda la configuración necesaria, se puede proceder a crear toda la programación de la lógica sobre la cual operará el PLC. Para esto se debe de crear una nueva sección, y seleccionar un lenguaje de programación. Existen varios lenguajes de programación en Concept V2.5 para la lógica de control. Algunos de ellos son: FBD, SFC, LD, ST, IL, 984LL.

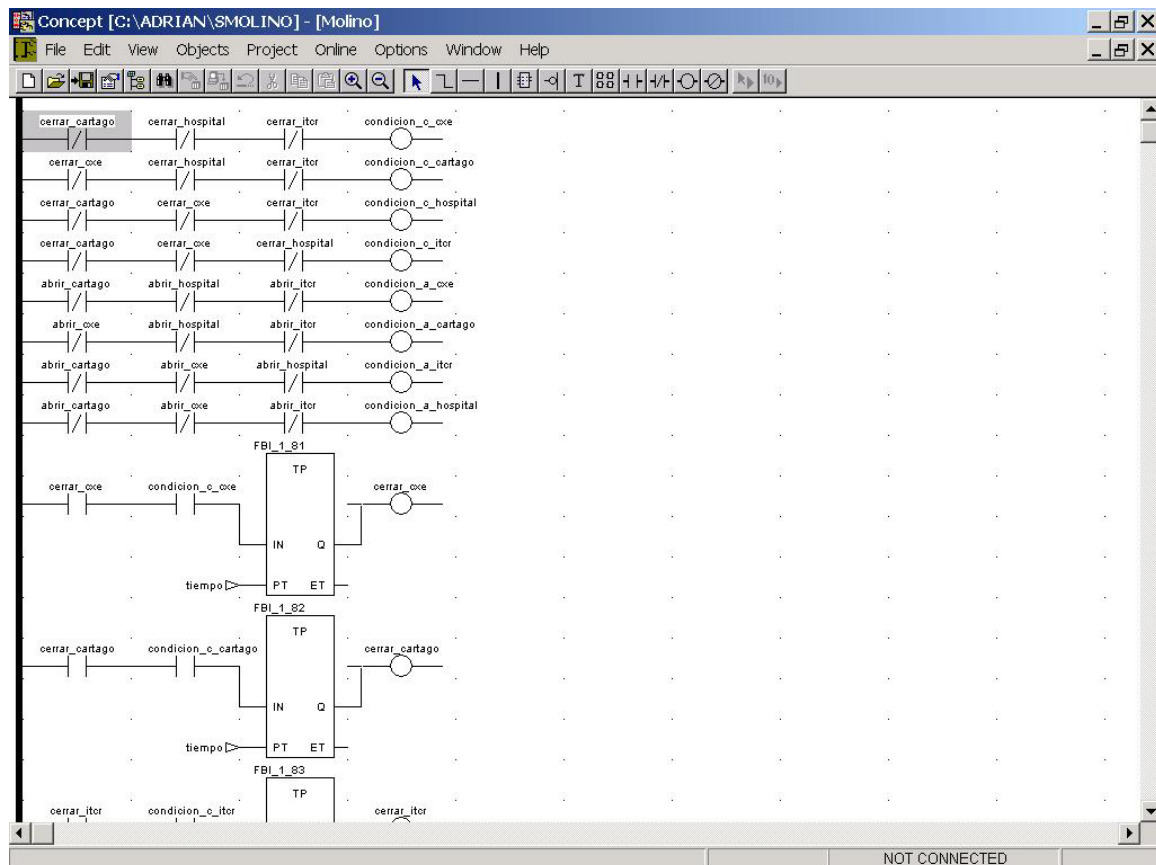


Figura 5.5 Programación en diagrama de escalera, para el control del PLC de la subestación el Molino.

El lenguaje escogido para trabajar con el programa de control de la subestación fue el LD. Este es un lenguaje basado en diagramas de escalera (de ahí las iniciales LD, por Ladder Logic) en donde la lógica de programación se realiza de manera jerárquica mediante cambios en los estados de interruptores. Además se encuentran

un gran número de funciones o bloques funcionales para la creación de todo tipo de aplicación, como lo pueden ser funciones lógicas, temporizadores, misceláneos, etc. En este lenguaje se encuentra una cuadrícula o “grid” en la que se encuentra una barra principal del lado izquierda de la pantalla, que sirve de alimentación común para los interruptores como se muestra en la figura 5.5. A estos interruptores colocados en escalera, se les asignan variables, que se declaran en un editor, los cuales contienen los parámetros que se desea monitorear y controlar, las cuales pueden ser locales, que necesitan asociada una dirección de memoria, o pueden ser no locales, que no necesitan de ninguna dirección, y se les puede llamar variables internas; generalmente se les utiliza como variables temporales o banderas.

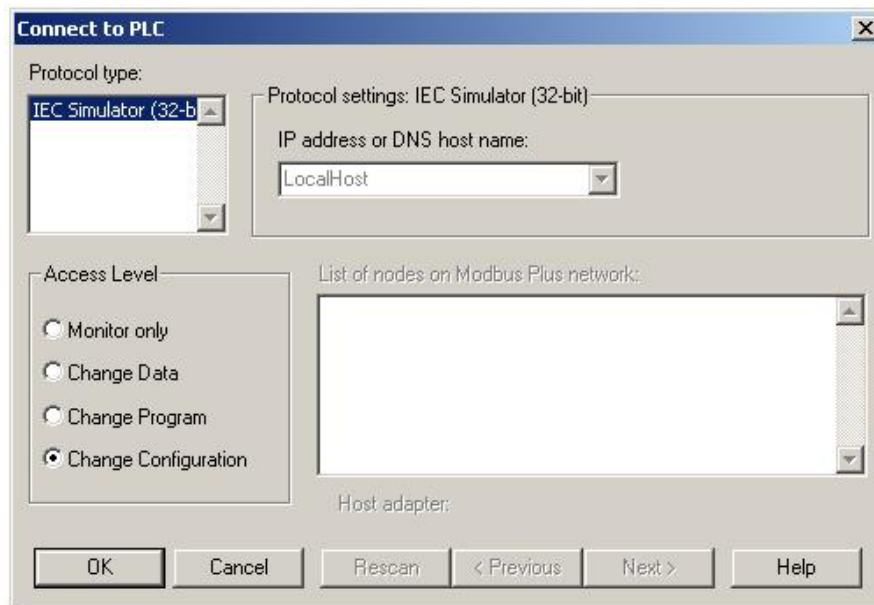


Figura 5.6 Dialogo de conexión con IEC Simulator (32-bits).

Si se tiene un programa el cual se quiere probar y no se posee un PLC, se puede utilizar un simulador que ayuda a depurar el programa, mediante la manipulación de sus entradas. Este simulador se llama IEC Simulator (32-bits), y viene incluido como una de las aplicaciones de Concept. Para realizar la conexión entre el programa en LD, y el simulador de debe de escoger el tipo de protocolo que se desea, como se muestra en la figura 5.6. El simulador puede desplegar varios parámetros como lo

son: el estado en memoria de los registros de entrada y salida, tanto digitales como analógicos, donde los valores en los registros de entrada pueden ser manipulados con el fin de realizar pruebas. También puede mostrar las distintas direcciones IP relacionadas con él , como por ejemplo, la dirección del puerto por el que se encuentra conectado el PLC para su programación y la dirección del puerto del PLC para términos de comunicación de datos. Observar figura 5.7.

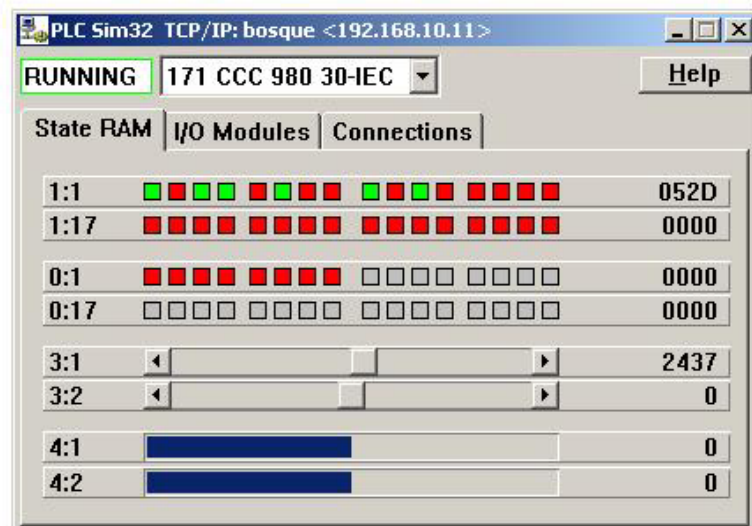


Figura 5.7 IEC Simulator (32-bits).

En esta figura se observa el valor en memoria de los registros de entradas y salidas. El color verde representa un 1 y el color rojo representa un 0. Los cuadros que corresponden a las etiquetas 1:1 y 1:17 son entradas digitales, 0:1 y 0:17 son salidas digitales, 3:1 y 3:2 son registros de entradas analógicas, y 4:1 y 4:2 son registros de salida analógicas. El número de las etiquetas representa la dirección en memoria de las variables relacionadas a las entradas y salidas.

5.1.2 Programa de Interfaz Humano-Máquina para sistema SCADA

Se desarrolló una interfaz Humano-Máquina para realizar el monitoreo y control de una serie de parámetros eléctricos provenientes de los equipos existentes en la subestación y los equipos que conforman la automatización del mismo lugar. Esta interfaz está compuesta por un gran número de pantallas, y cada una de estas se relaciona de manera indirecta con un dispositivo en específico. En estas pantallas se puede observar el estado de los diferentes parámetros eléctricos así como el control de los interruptores de los reconectores.

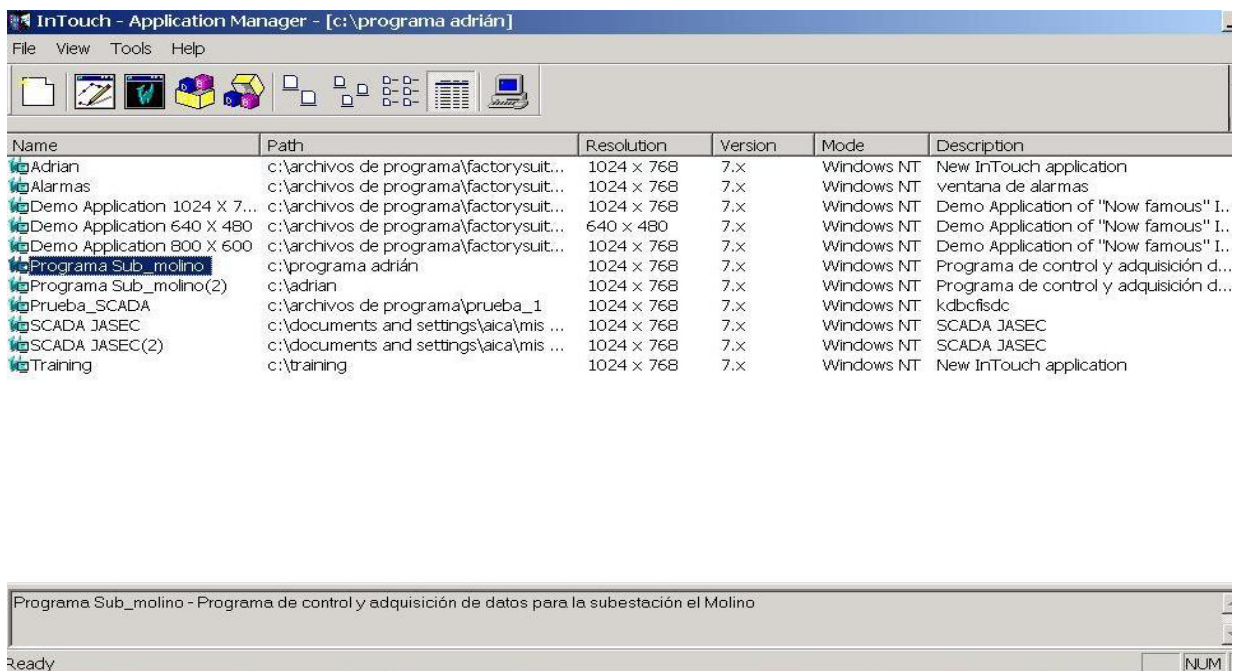


Figura 5.8 Visualización de aplicaciones en Application Manager.

Esta interfaz fue creada con el programa InTouch 7.1 de Wanderware. Este programa proporciona un gran número de funciones y aplicaciones para controlar equipos y monitorear variables de distintas maneras. El InTouch esta constituido por tres diferentes componentes: Application Manager, WindowMaker y WindowViewer.

Application Manager es un componente en el cual se crea cualquier nueva aplicación. Para este fin se debe de seleccionar la opción de New Project y Crear un nombre para el directorio donde se almacenaran todos los archivos creados. También se debe seleccionar la resolución de pantalla en la que estará trabajando. Este proceso se muestra en la figura 5.8. En esta figura se pueden observar todas las aplicaciones creadas en InTouch 7.1. Una vez creada la aplicación, si se selecciona alguna de estas aplicaciones, se abre el WindowMaker, en el cuál se hace la creación de las pantallas que se desee.

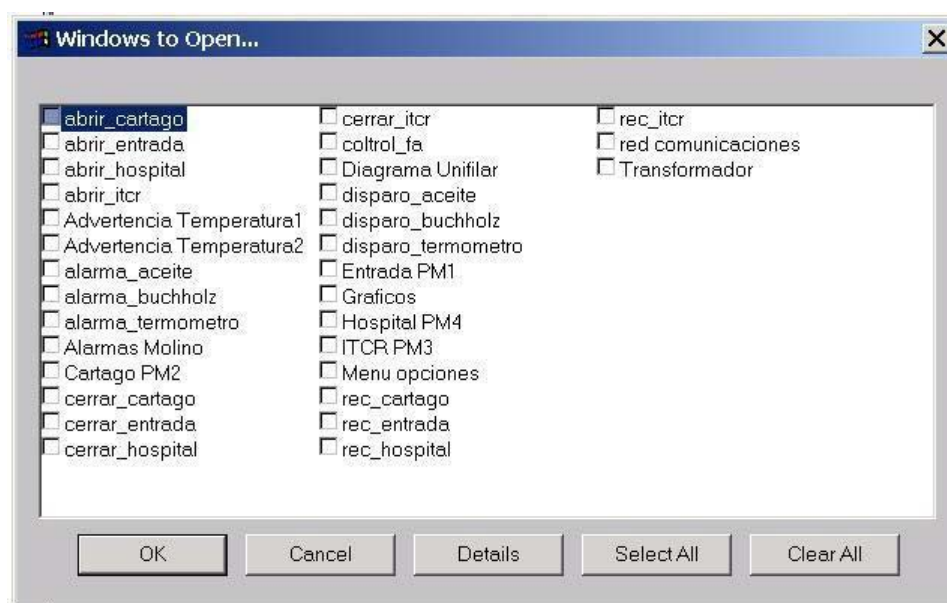


Figura 5.9 Diálogo de ventanas a abrir en WindowMaker

Si ya existe alguna ventana creada se muestra el diálogo de la figura 5.9, donde se muestra una lista de las pantallas existentes y un cuadro para seleccionar la pantalla a escoger. Las ventanas que se muestran en la figura 5.9 son las ventanas que conforman el programa de SCADA de la subestación el Molino. Si no existe ninguna pantalla, se pasa directo a la creación de estas como se muestra en la figura 5.10. Para crear las pantallas se selecciona la opción de New Window. Una vez seleccionada esta opción se deben de completar ciertas características como: nombre de la ventana, la manera en que se quiere desplegar la ventana, color de

ventana, tipo de marco, y las posiciones x y y desde donde se inicia hasta donde finaliza el área de la ventana.

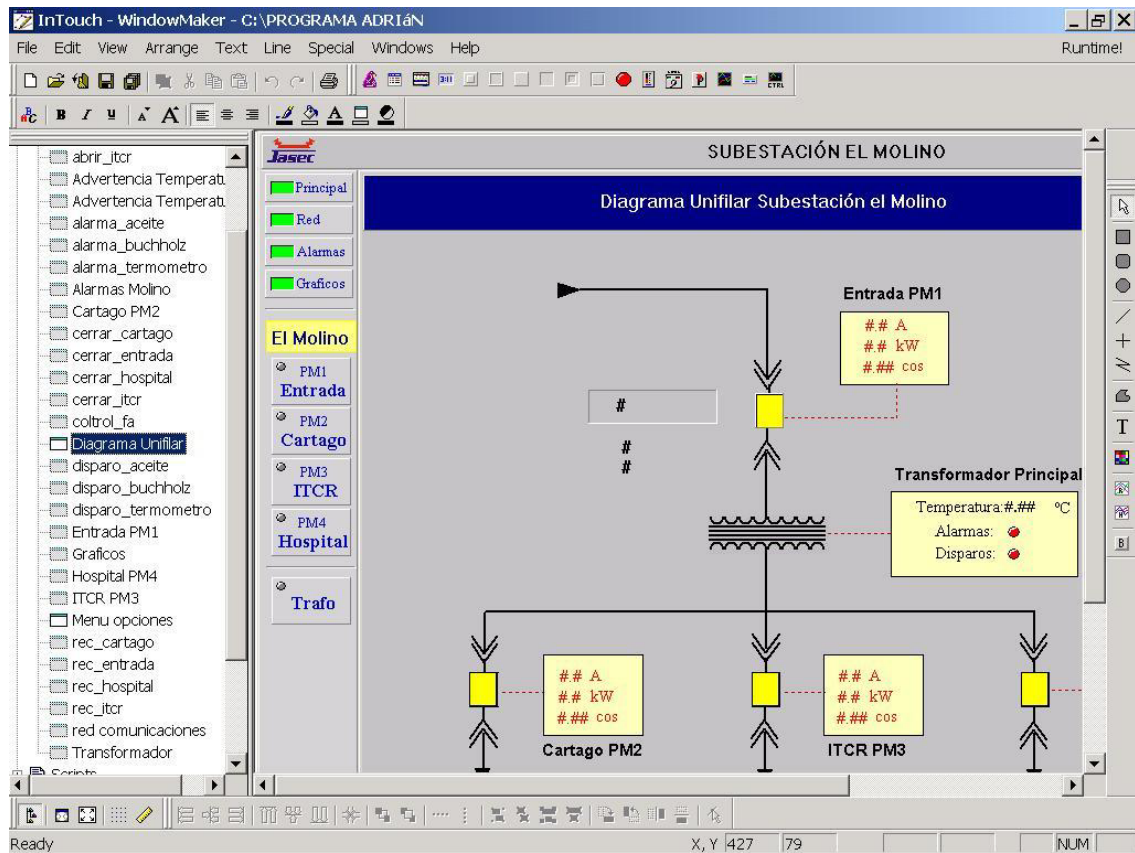


Figura 5.10 Creación de ventanas en WindowMaker.

Una vez creada la ventana se procede a elaborar las funciones que se desean realizar con ésta. En esto se incluyen elementos como lo son botones, gráficos de variables en tiempo real, paneles, etc. En la figura 5.10 se puede observar una pantalla de ejemplo, la cual posee una serie de botones, objetos y etiquetas para desplegar valores. Para adjuntar estos objetos se puede utilizar la barra de herramientas que se encuentra en el extremo derecho del WindowMaker, o bien se puede utilizar la ayuda o wizard, el cual contiene un gran número de objetos a utilizar. Estos objetos se muestran en la figura 5.11.

A todos los elementos antes nombrados se les puede asignar un enlace de animación. Con estos enlaces se pueden crear todo tipo de animaciones, como lo

pueden ser realizar el despliegue de determinada variable, ya sea discreta o analógica, se puede realizar una función mediante la creación de un Script. Existen diferentes tipos de scripts, algunos de ellos son: de ventana, de aplicación, de condición, de cambio de datos, etc.

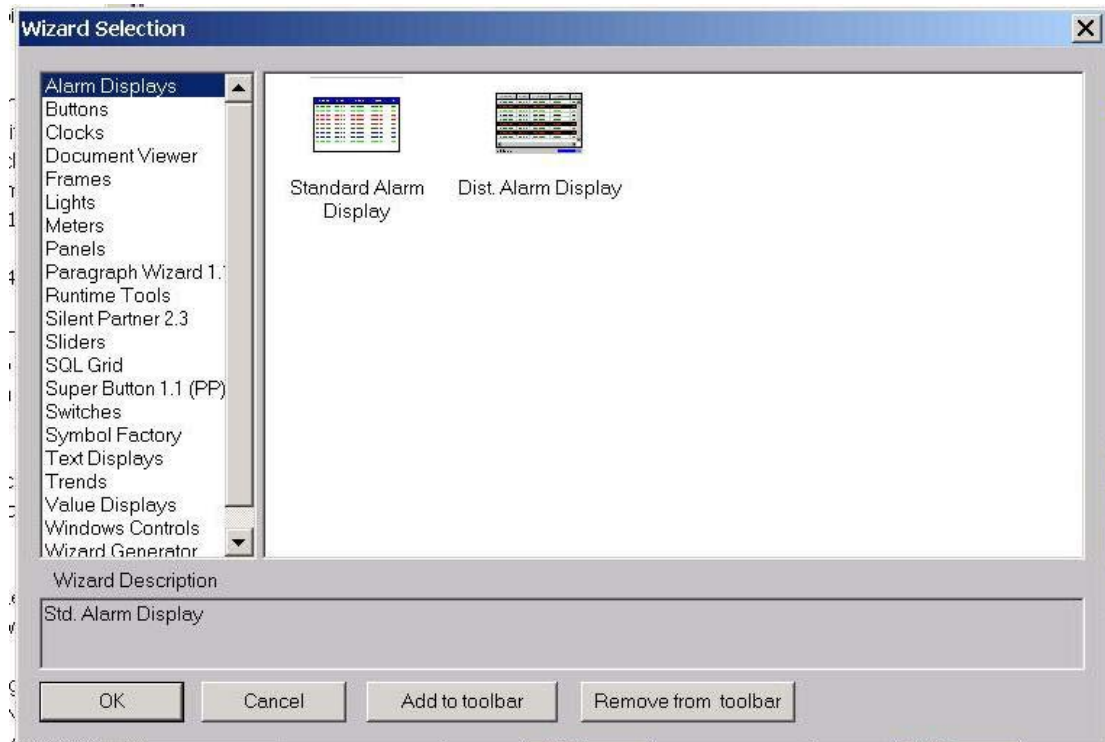


Figura 5.11 Lista de objetos existentes en la ayuda o wizard.

Mediante los scrips o funciones creadas mediante programación, es que se realiza la lógica del programa, y es aquí donde se realiza la programación propiamente dicha, ya que por este medio es que se puede velar por que se cumplan condiciones que son fundamentales para el funcionamiento del programa. Es donde se asignan valores a las variables del programa, se hacen equivalencias y se toman acciones y decisiones. Es con las funciones en realidad que se puede realizar el monitoreo y control de los datos, ya que estos hacen los enlaces entre las variables y las información que se desplaza por el programa. El resto de la programación que se realiza en la creación de las pantallas es puramente gráfica y no es necesario realizar ninguna lógica que las gobierne.

Uno de los elementos más importantes de la programación de la interfaz es la declaración de las variables o Tagnames, debido a que es aquí donde se asigna un nombre a una posición de memoria, y a la que posteriormente será asignado un valor.

Para declarar una variable se debe seleccionar la opción de Tagname Dictionary en el componente WindowMaker. Al realizar esta selección se abre un cuadro de diálogo para la creación de las variables como el mostrado en la figura 5.12

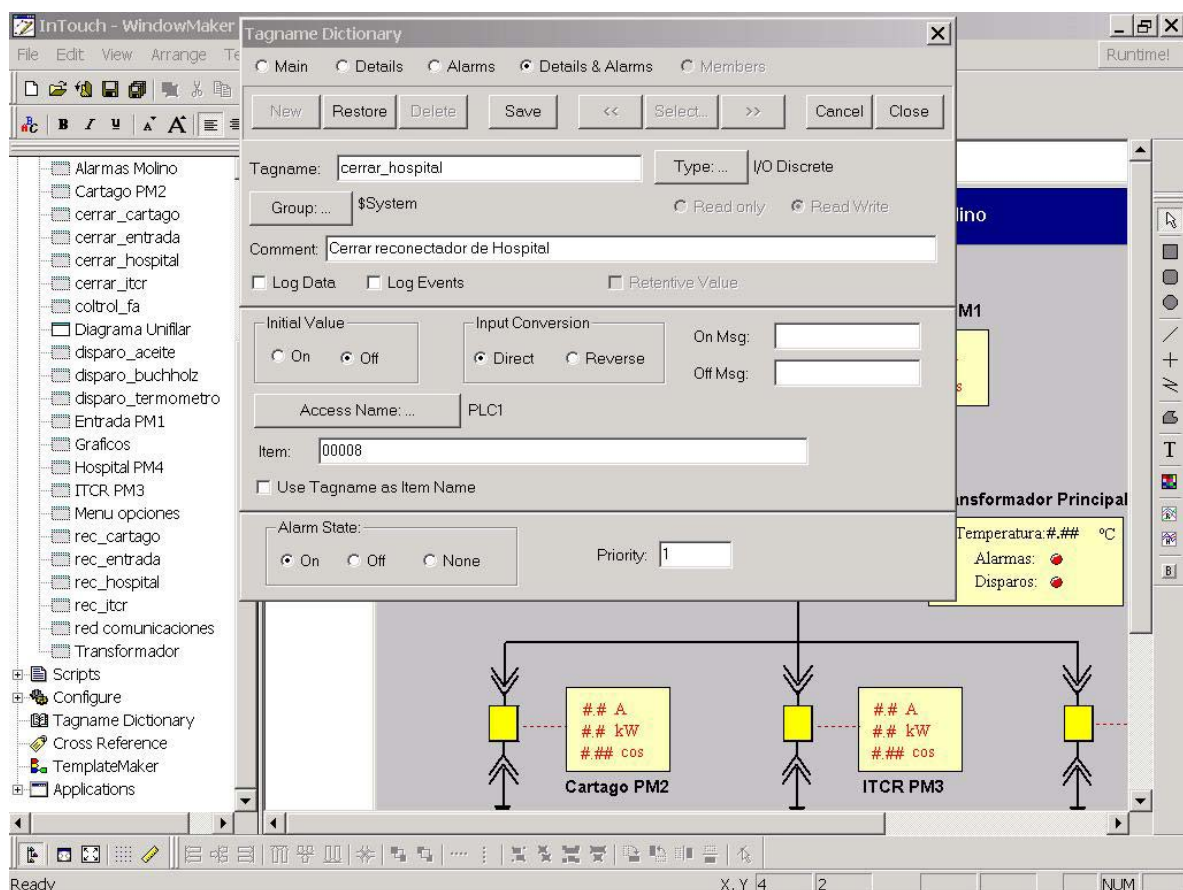


Figura 5.12 Cuadro de diálogo para la creación de variables en InTouch 7.1

En este diálogo, inicialmente se debe de introducir el nombre de la variable, luego se debe de seleccionar el tipo de variable con el que se va a tratar, ya sea entrada, salida, discreta, analógica, etc. Es necesario asignar un grupo de trabajo al que va a pertenecer la variable. Se seleccionan ciertas características relacionadas con

mensajería, alarmas, y por último para el caso de las variables que son del tipo de entrada y salida, se debe de introducir un nombre de Item, el cual por lo general corresponde al número de registro del cual proceden los datos que van a ser almacenados o enviados. Si este nombre de Item no es correcto, la comunicación entre los parámetros de los equipos a controlar y la interfaz no se llevará a cabo.

Las variables de entrada y salida también deben de ser asignadas a un nombre de acceso. El nombre de acceso es un identificador que se utiliza para relacionar los parámetros provenientes de determinado dispositivo, con las variables que se van a obtener de él y la aplicación por la cual va a ser obtenida la comunicación. Además se debe de seleccionar el tipo de protocolo que se va utilizar para la comunicación. La configuración de este grupo de acceso se muestra en la figura 5.13.

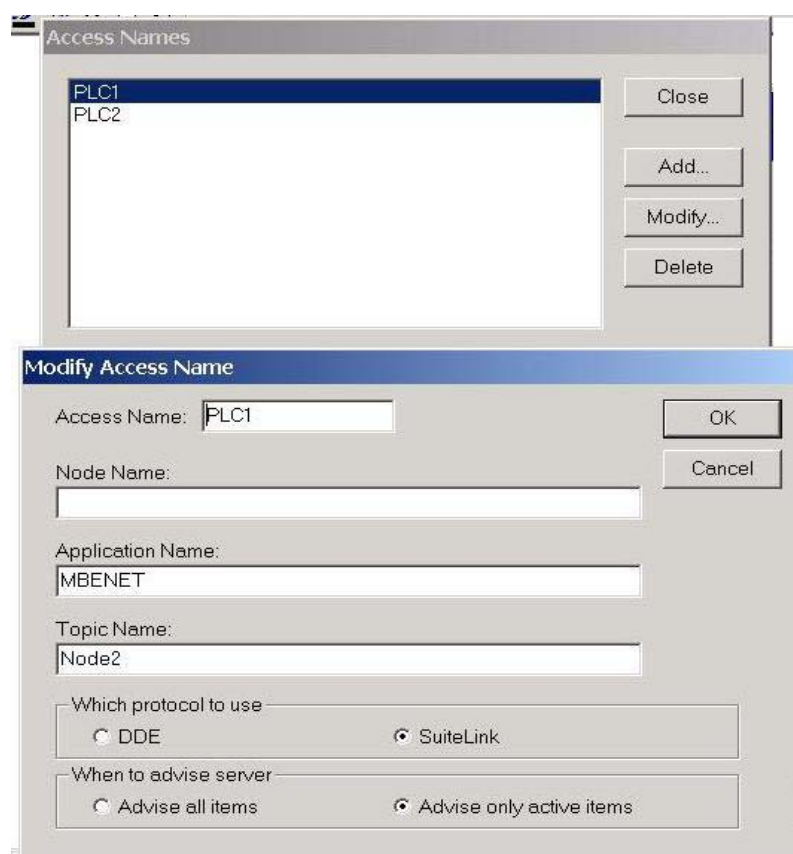


Figura 5.13 Configuración del nombre de acceso para las variables de entrada y salida.

Para poder enlazar las variables del InTouch 7.1 con el PLC o con los medidores de variables Power Meter es necesario hacer uso de un servidor de entradas y salidas o como lo es el MBENET IO Server de Wanderware. Este programa realiza un monitoreo de los datos que están siendo accedados por el InTouch o enviados por éste. Además muestra el estado de la comunicación entre dispositivos, como se muestra en la figura 5.14

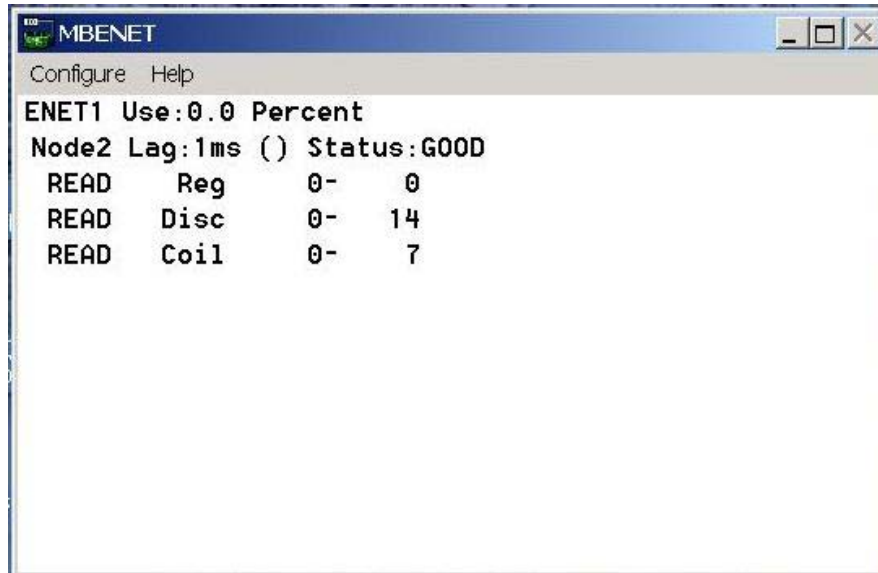


Figura 5.14 Despliegue del estado de comunicación entre dispositivos vía MBENET

El MBENET requiere de una pequeña configuración inicial donde se debe de configurar la dirección IP del puerto por el que se va a realizar la comunicación. Se debe de seleccionar la familia a la cual pertenece el dispositivo. Además se debe proporcionar un nombre para identificar un tópico determinado que puede ser equivalente al nombre del dispositivo a comunicar. El MBENET utiliza el protocolo ModBus TCP/IP para realizar la comunicación entre dispositivos. Además para realizar la comunicación entre aplicaciones de windows se debe de utilizar el protocolo DDE o Dynamic Data Exchange, que sirve para este fin.

A continuación se presenta en la figura 5.15 un diagrama en el que se encuentran nombradas todas las variables que se van a estar monitoreando y controlando en la interfaz creada en InTouch para dicho fin. Las variables provenientes de los Power

Meter se han representado de manera general como un bus de datos, debido a que son una gran cantidad de variables.

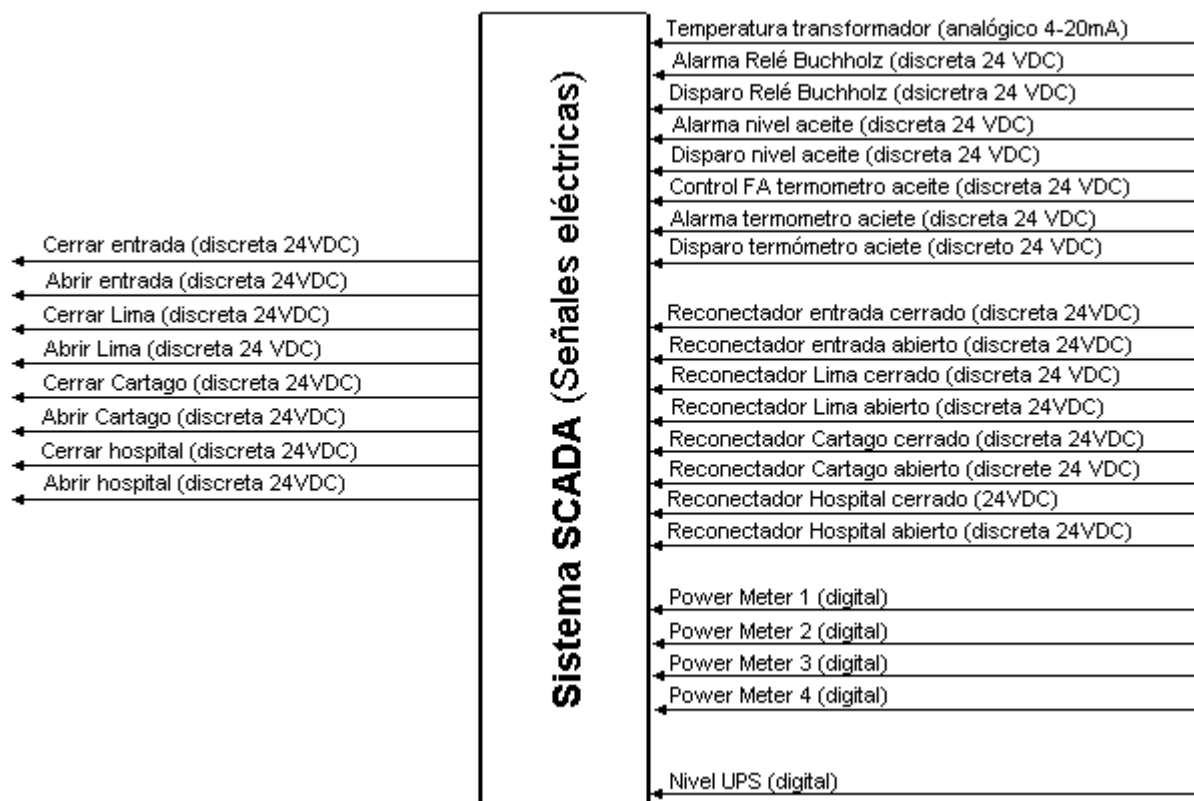


Figura 5.15 Diagrama de señales eléctricas a monitorear y controlar en la aplicación creada en InTouch 7.1

5.2 Software desarrollado para automatización de la subestación El Molino

5.2.1 Diagramas de Flujo de la configuración del PLC

A continuación se presentan los diagramas de flujo sobre los cuales se han basado los procesos de escritura y lectura de los módulos de entrada y salida del PLC, así como la lógica para el control de los solenoides de apertura y cierre de los reconectores.

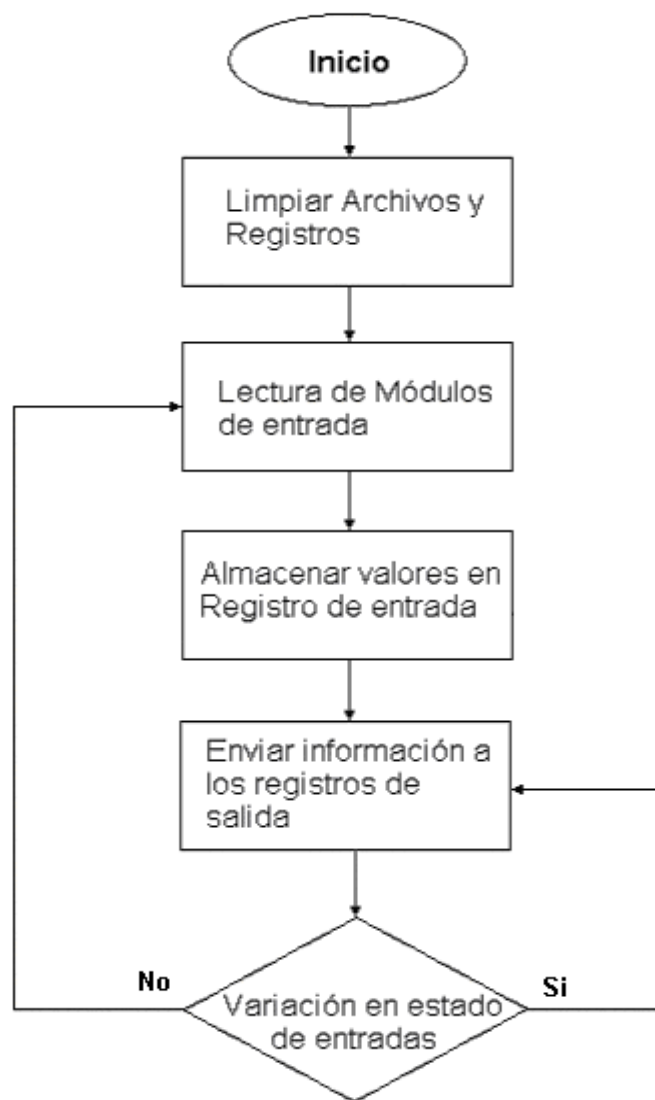


Figura 5.16 Diagrama de flujo de la lectura de las entradas digitales en PLC.

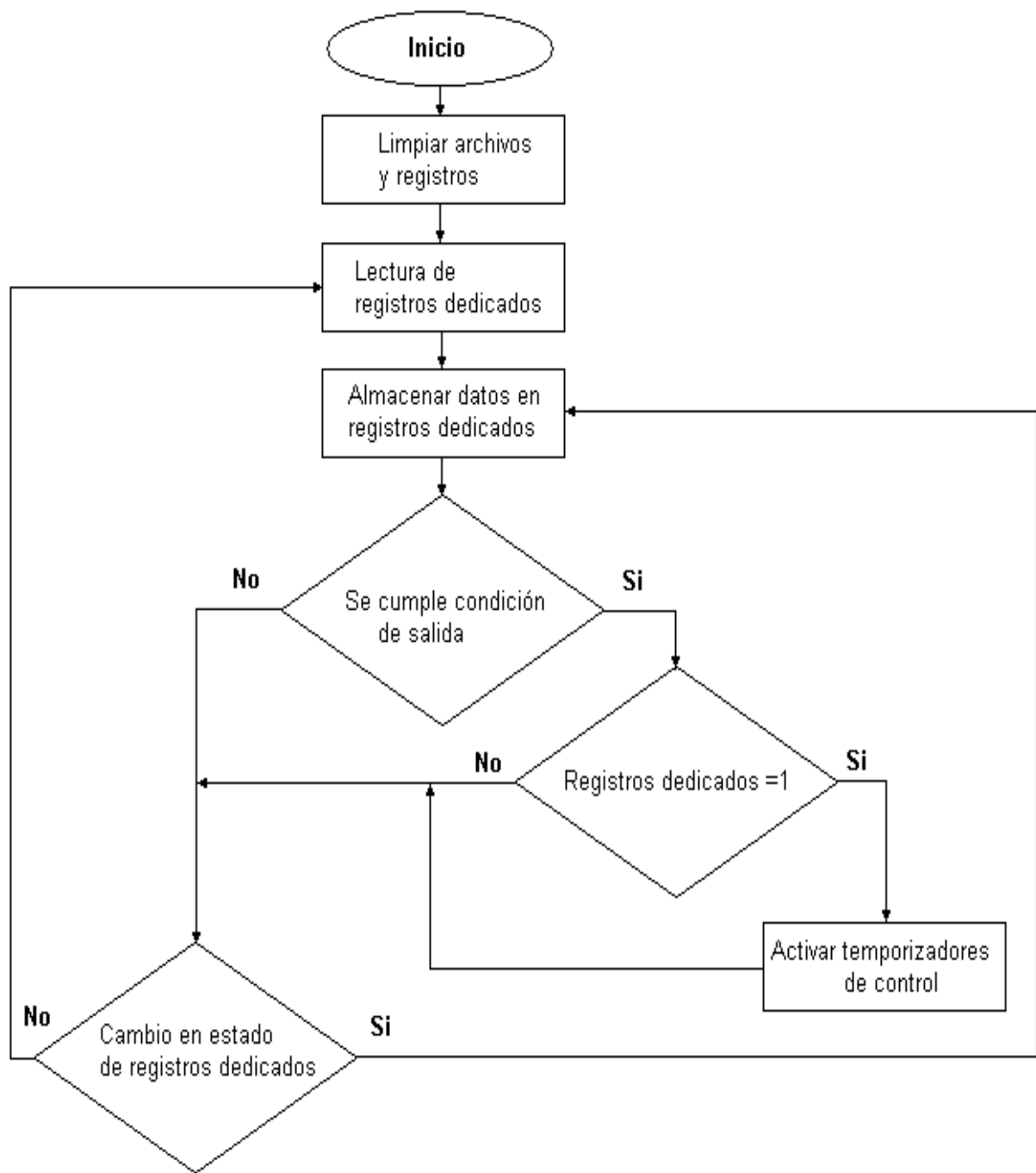


Figura 5.17 Diagrama de lógica de control y escritura en salidas digitales

Como se muestra en los distintos diagramas de flujo que sirvieron de base para la programación del PLC, existen 2 etapas diferentes para el control y la adquisición de datos .

Una de ellas es la lectura de señales de entrada digitales (las entradas analógicas reciben el mismo tratamiento). En esta etapa lo primero que se realiza es la limpieza de archivos y registros que posee el PLC destinados para las entradas digitales. Luego se procede a la lectura de los valores que se encuentran en estos registros los que luego son almacenados, para ser trasladados a registros de salida, donde se realiza la lectura. Vale recalcar que varios de estos procesos son propios del PLC y que siempre se están llevando a cabo, basta con declarar las variables en la programación con el editor de variables de Concept, y asignarlas a un registro interno. De esta manera se puede realizar luego la lectura del valor que posee este registro. Este valor puede ser monitoreado ya sea desde el Simulador de 32 bits que posee Concept, o desde las interfaces de SCADA que fueron creadas.

El procedimiento que se debe de realizar para la escritura de valores en el PLC es un poco diferente al de lectura. El escribir un dato significa querer manipular alguna variable, por lo que la escritura es útil para etapas de control, en este proyecto en específico para realizar el control de la apertura y cierre de los reconectores, mediante la energización de los solenoides que estos poseen. Primero se limpian los registros como en la etapa anterior, luego se leen y se almacenan los valores en los registros dedicados para este fin. Antes de ser trasladados a los registros de los módulos de salidas digitales se deben de cumplir ciertas condiciones. Esta condición ha sido creada con la intención de activar un solo solenoide a la vez, pensando en el caso de que estuviera actuando el sistema de alimentación de respaldo , el cual no tiene la capacidad de brindar la energía necesaria para activar varios solenoides a la vez. Si se cumple la condición de que no se encuentra ninguna señal de salida activa, y se realiza la escritura de solo una de estas señales de salida, se procederá a trasladar este dato a los registro de salida digitales. Estas salidas se encuentran gobernadas por una serie de temporizadores para mantener la señal activa por un período determinado. Una vez cumplido este tiempo activo, se resetean los registros.

5.2.2 Diagramas de flujo para creación de las interfaces SCADA

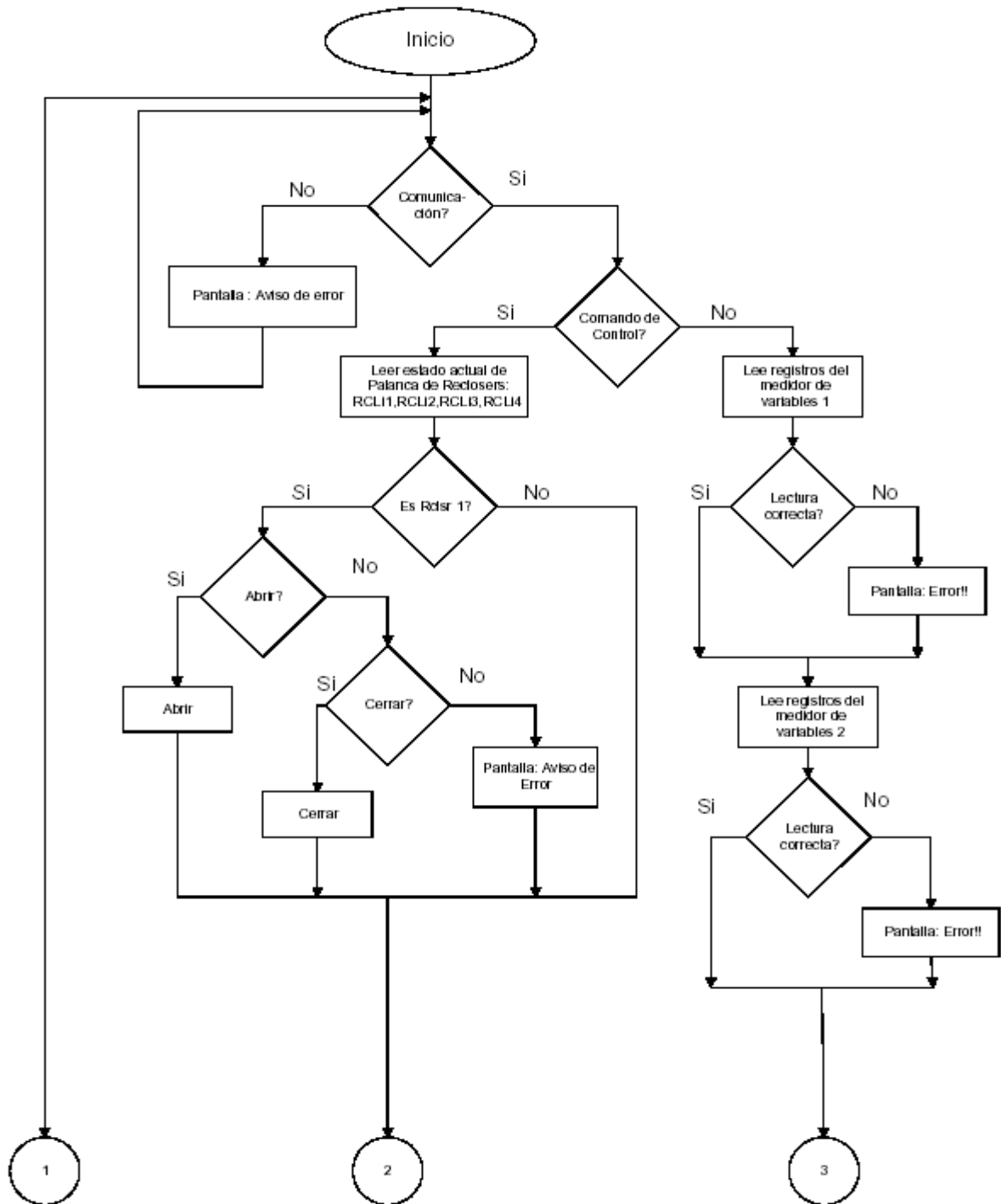


Figura 5.18 Diagrama de flujo para creación de interfaces SCADA

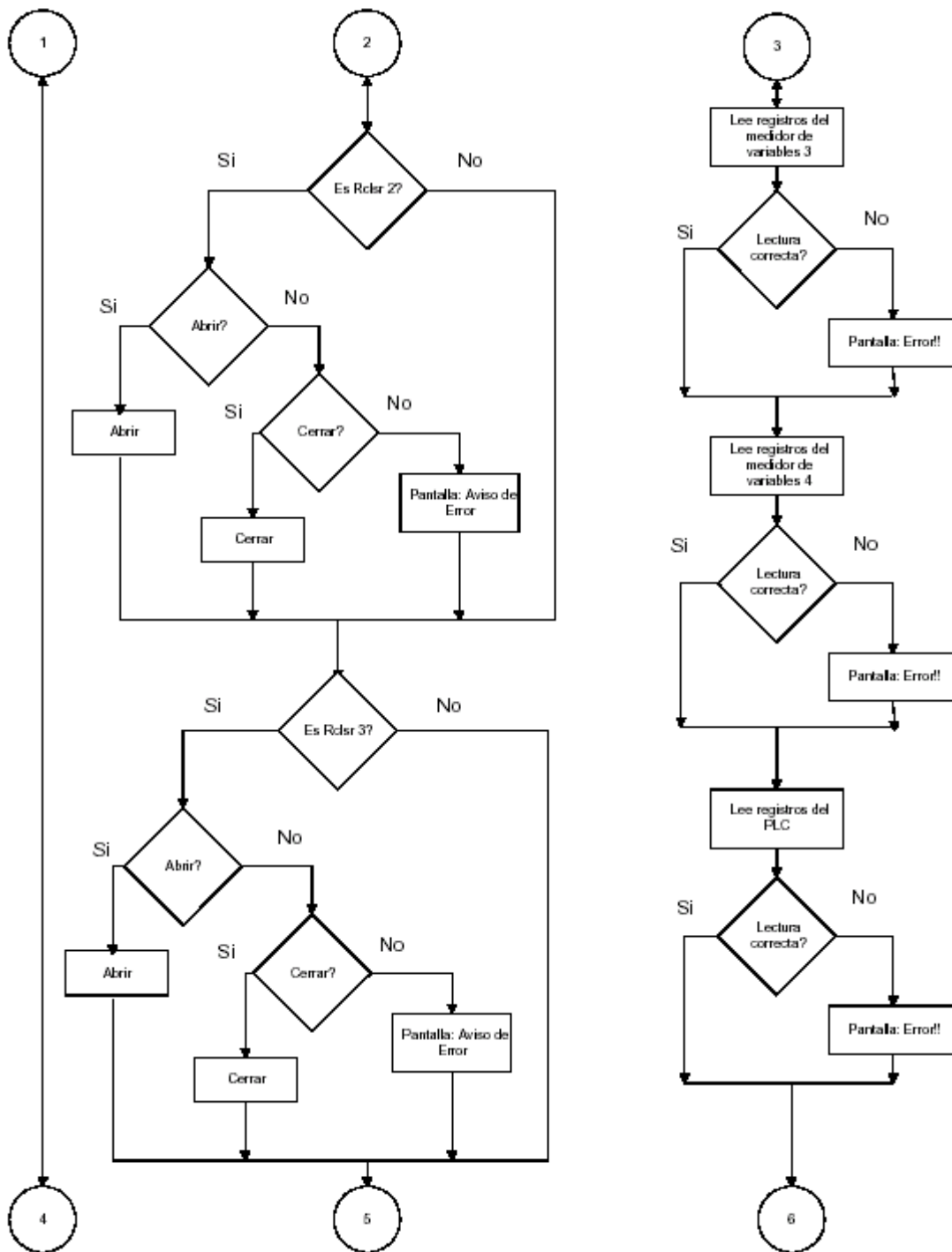


Figura 5.19 Continuación de diagrama de flujo para interfaces SCADA

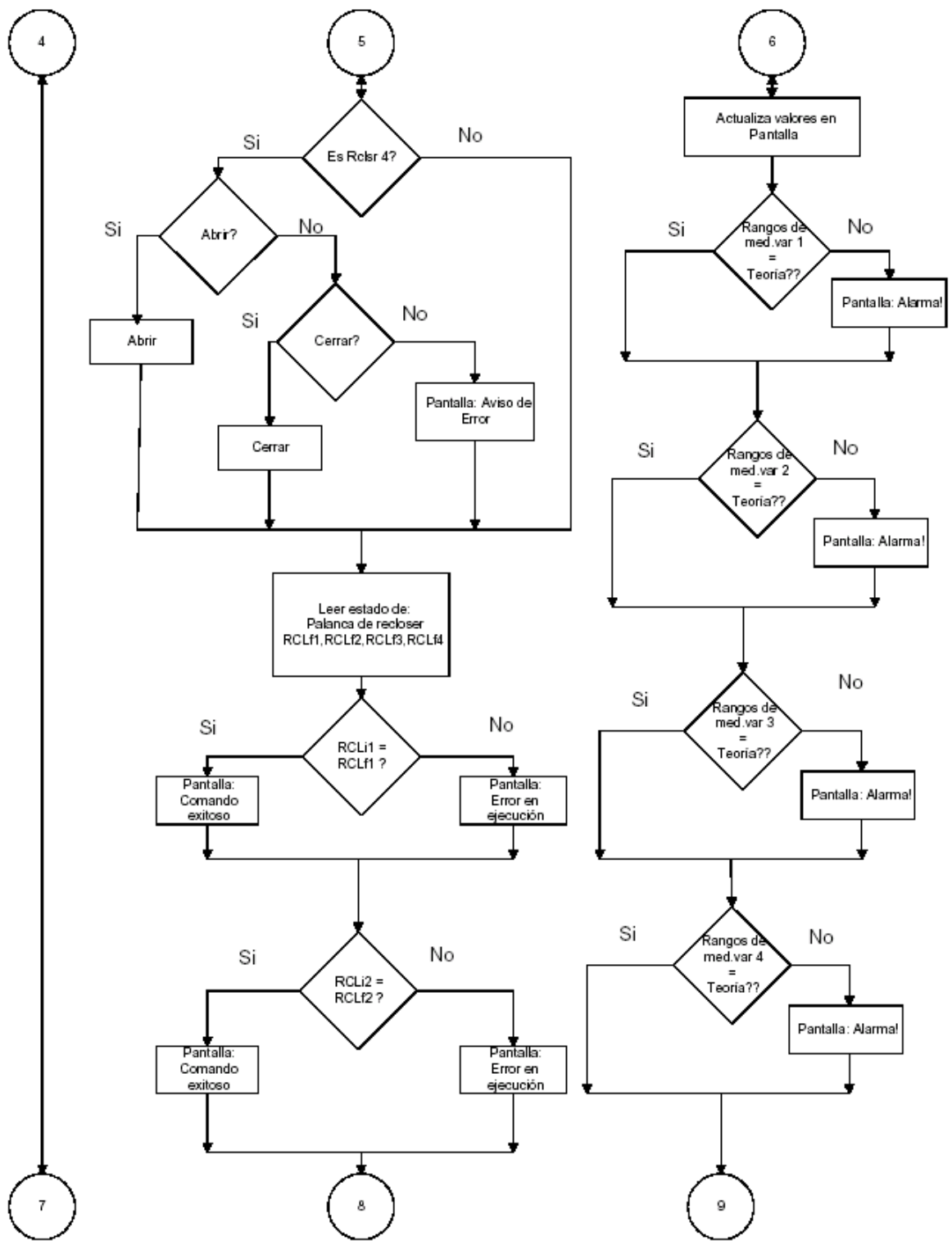


Figura 5.20 Continuación de diagrama de flujo para interfaces SCADA

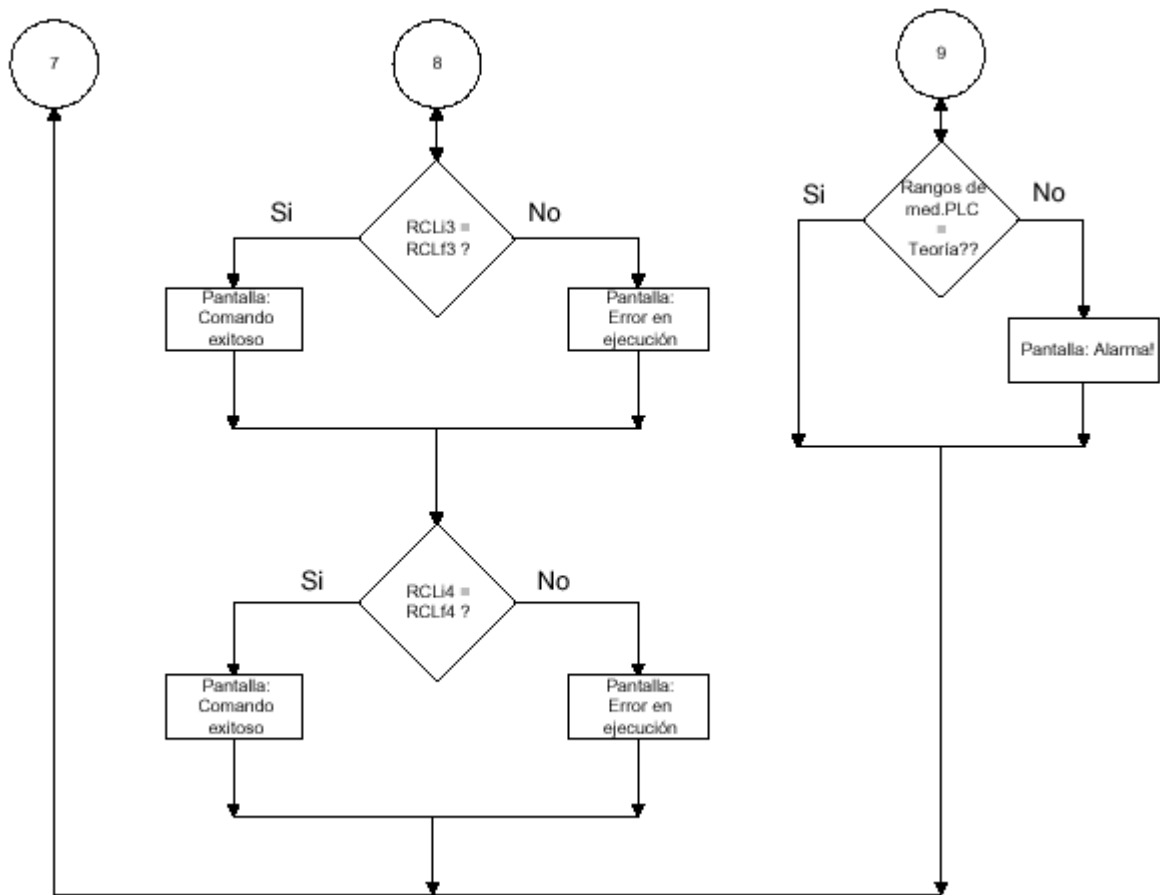


Figura 5.21 Continuación de diagrama de flujo para interfaces SCADA

5.2.3 Programación de Pantallas para sistema SCADA de subestación el Molino

En complemento con el diseño eléctrico de la automatización de la subestación el Molino se realizó una interfaz Humano-Máquina para control y monitoreo. Esta interfaz se compone por varias pantallas, las cuales serán explicadas en detalle próximamente.

La primer pantalla que se despliega al abrir la aplicación es un menú que posee el nombre de las distintas pantallas que se pueden desplegar, por lo que sirve como navegador de la aplicación. Por defecto, al abrirse el menú de opciones, se abre junto con el una pantalla que muestra un diagrama unifilar de la subestación el Molino como se muestra en la figura 5.22

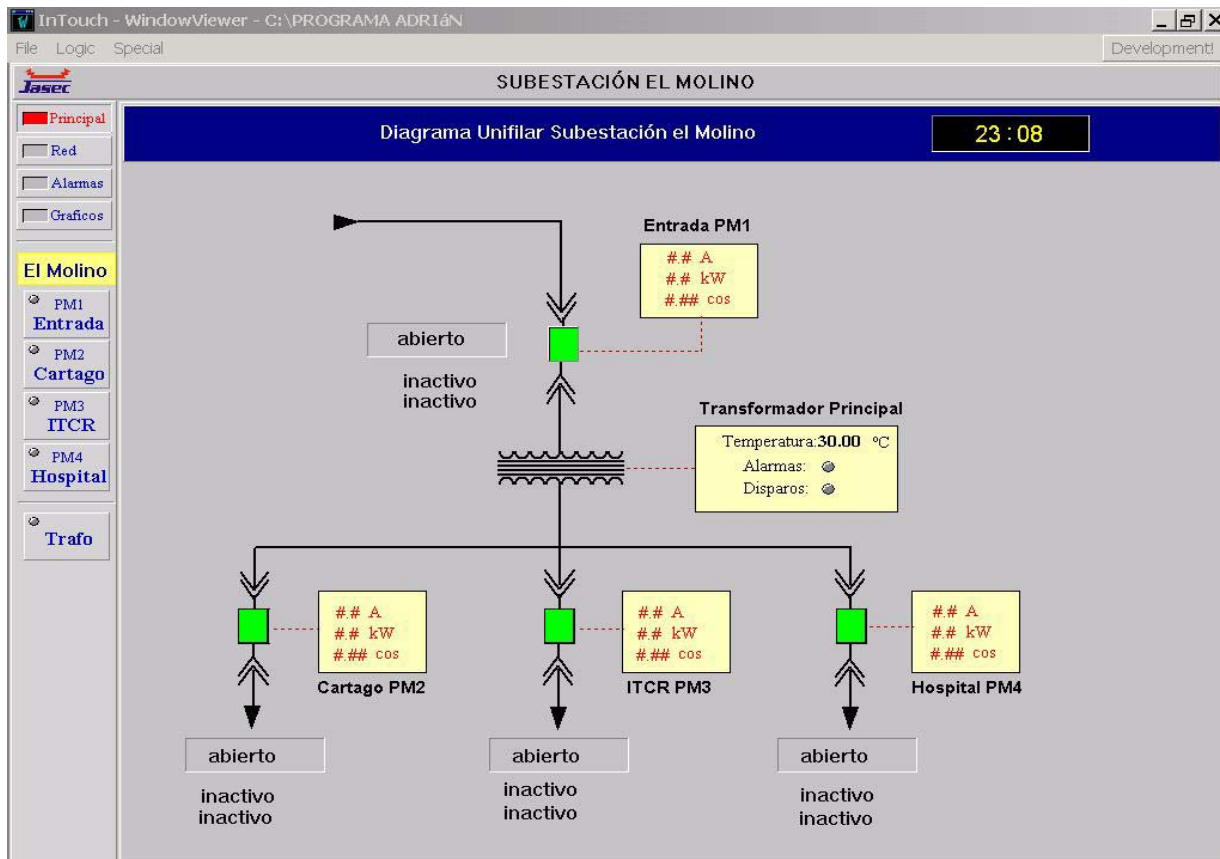


Figura 5.22 Menú principal y diagrama unifilar de subestación el Molino.

En la figura anterior se muestra la distribución de los equipos en la subestación. Las etiquetas que se encuentran en color amarillo despliegan los valores más importantes de los medidores de variables eléctricas conectados a cada reanectador. La etiqueta amarilla que se encuentra ligada al transformador despliega el valor de la temperatura del transformador además de indicar si se ha dado algún disparo o alarma en algún componente de dicho dispositivo. El estado del interruptor de cada reanectador puede ser observado de distintas maneras. Una de ellas es mediante una etiqueta textual que se encuentra colocada a la par de cada reanectador que indica el estado del reanectador. La otra manera es por color. Cada rectángulo de color verde que se encuentra en la figura 5.22 representa un reanectador, donde el color verde significa que el reanectador se encuentra abierto, y el color rojo representa que el reanectador se encuentra cerrado. Si se posiciona el cursor sobre el rectángulo y se hace clic, aparece una pantalla como la que se muestra en la figura 5.23 que posee dos opciones: una de ellas es para cerrar el reanectador y la otra es para abrirlo.



Figura 5.23 Pantalla de control de reanectadores

Como se puede apreciar, esta pantalla es la encargada de controlar el estado de los reanectadores, y por eso es una de las más importantes.

Si se sigue explorando el menú de opciones, se encuentra una opción que es la de Red, y muestra un diagrama con la Red de los equipos que se encuentran en la

subestación el Molino, así como un indicador de el estado de las comunicaciones entre las terminales de monitoreo y control y cada equipo de la subestación. También se encuentra una pequeña fotografía descriptiva de los equipos de automatización. Esta pantalla se puede observar en la figura 5.24

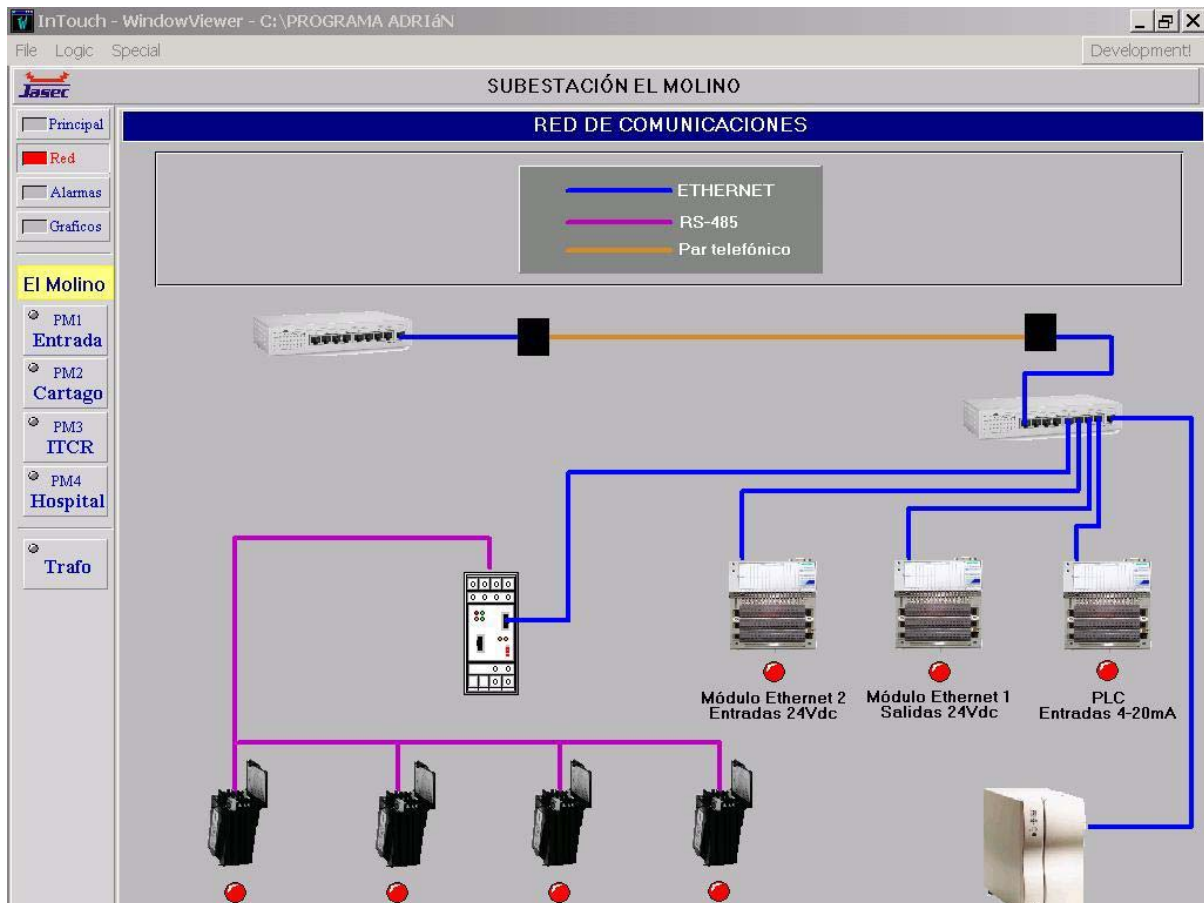


Figura 5.24 Diagrama de la red que conforman los equipos de la subestación el Molino.

En el menú de principal también se encuentra la opción de alarmas. Al seleccionar esta opción se despliega una pantalla que se encarga de desplegar todas las alarmas que se han dado desde que la aplicación está corriendo. Estas alarmas son asignadas a las hora de crear los tagnames o variables. Al ser creada cada variable, existe la opción de asignar una alarma si se cumple determinada condición, ya sea para variables discretas o analógicas, que poseen varios niveles de alarmas. Cuando

son variables discretas, el tipo de alarma que se puede seleccionar es discreta también, por lo que la alarma existe o no. Para las variables analógicas existen varios niveles de alarmas: LoLo, Lo, Hi, HiHi, Para cada alarma de estas se puede ser asignado un valor de activación que el programador seleccione, como también se puede seleccionar si solo se desea utilizar un solo valor, o los cuatro valores posibles. Para cada tipo de alarma puede ser asignado un comentario descriptivo de la naturaleza de la alarma. Esta pantalla se presenta en la figura 5.25

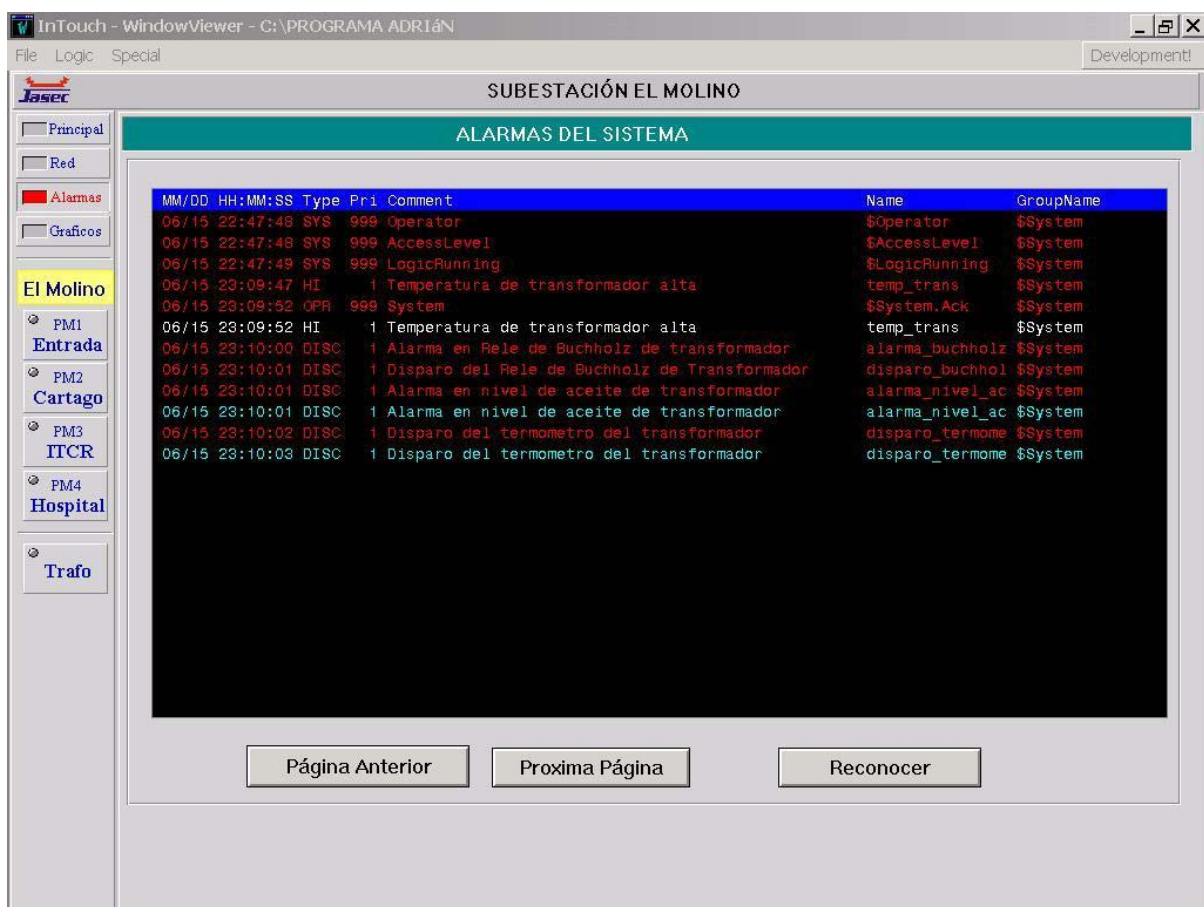


Figura 5.25 Despliegue de las alarmas del sistema.

La pantalla de alarmas trae dos botones los cuales son para desplazarse entre el historial de alarmas, cuando existen varias páginas almacenadas. También posee un

botón que sirve para reconocer las alarmas activas en el sistema. Los parámetros que se despliegan en esta pantalla, son la hora y fecha de la alarma, el tipo de alarma, la prioridad que estas poseen, y un comentario descriptivo si es que lo poseen.

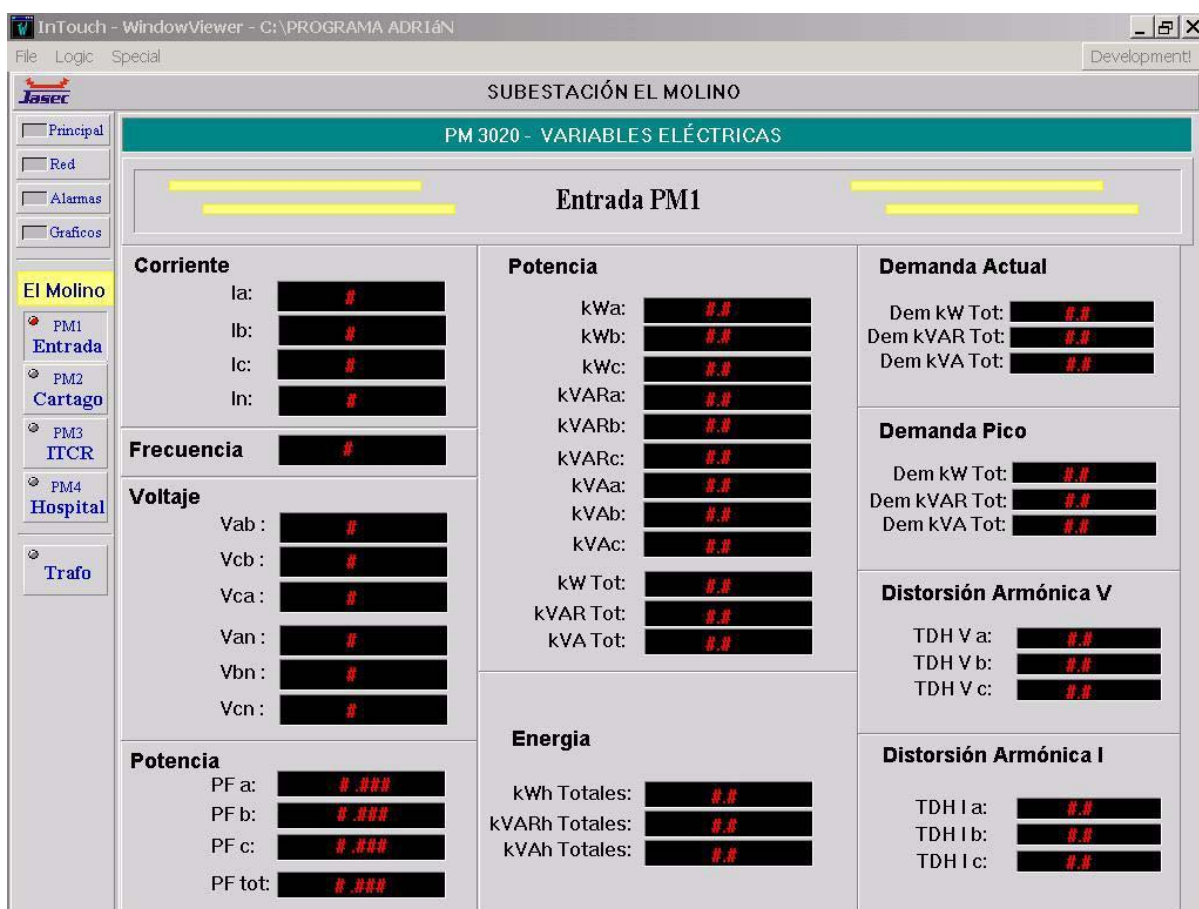


Figura 5.26 Pantalla de monitoreo de variables eléctricas de re conectadores

En el menú aparece la opción de Gráfico, la cual se encuentra actualmente en desarrollo y no ha podido ser concluida debido a que para esta opción se necesita un paquete que sirve como un servidor histórico, el cual se encuentra formado por una base de datos y que momentáneamente no se posee. Esto con el fin de almacenar el valor de determinada variable que desea ser graficada por un período de tiempo extenso.

Las pantallas restantes de la interfaz, son exclusivamente para el monitoreo directo de los parámetros eléctricos de los equipos de la subestación, como lo son los reconectores y el transformador reductor.

Cada reconector posee conectado a él un medidor de variables eléctricas el cual sensa los valores de corriente y voltaje que entran al reconector. Además de brindar la lectura de estos valores, también realiza ciertas mediciones indirectas las cuales son transmitidas con el resto de los datos a las estaciones remotas de monitoreo. Por esta razón cada reconector posee también una pantalla de monitoreo como la que se muestra en la figura 5.27

En esta pantalla se observan los diferentes parámetros que se miden de los reconectores. Estos parámetros son: Voltaje de línea, Corriente de fase, Frecuencia, Potencia, Energía, Demanda Actual, Demanda Pico, Distorsión Armónica en voltaje y Distorsión Armónica en Corriente. Para poder desplegar estos parámetros se crearon las diferentes variables en el “TagName Dictionary de InTouch 7.1”, y a cada una de estas le fue proporcionado un nombre de Item, el cual correspondía al número de registro correspondiente a determinado parámetro en el medidor de variables.

Por último se encuentra la pantalla donde se monitorean los parámetros eléctricos del transformador reductor de 34500 VAC a 13800 VAC. En esta pantalla se despliega el estado de las alarmas y disparos de parámetros como el nivel de aceite del transformador, la temperatura del transformador y el Relé de Buchholz. Los estados pueden ser de Alarma, Disparo o Normal. Estas etiquetas tienen una animación ligada a los parámetros, por lo que si se da una alarma o un disparo el texto de la etiqueta parpadeará y cambiará de color. También los parámetros se encuentran ligados a los displays que se encuentran en la página principal.

En la pantalla de monitoreo del transformador se realiza la medición directa de la temperatura del transformador de forma analógica. La pantalla de monitoreo del transformador se encuentra en la figura 5.27

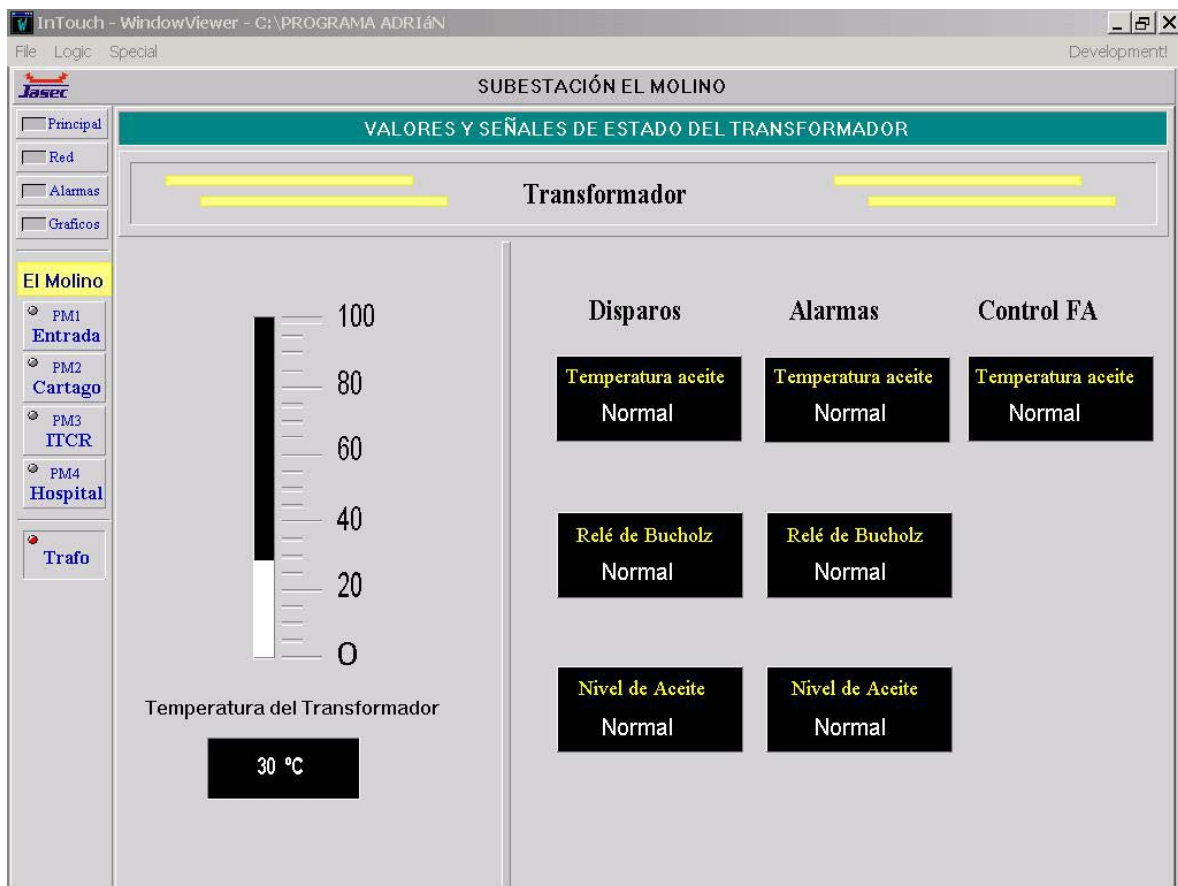


Figura 5.27 Pantalla de monitoreo de parámetros de transformador reductor.

Capítulo 6: Análisis y Resultados

Como se comentó anteriormente, la solución al problema planteado consiste en automatizar los equipos que se encuentran en la subestación de el Molino, por lo que podríamos ubicar este proyecto en las ramas de la ingeniería electrónica catalogadas como automatización y comunicaciones eléctricas.

Para cumplir con los objetivos es bueno dividir el proyecto en varias etapas o módulos para poder explicarlo de una mejor manera. Sobre estos módulos se dan una serie de interconexiones que los relacionan y los hacen dependientes unos de otros.

Una de las etapas en que se encuentra dividido el diseño realizado es la del monitoreo de variables eléctricas, donde se obtienen varias señales críticas de los reconectadores, y también del transformador, las que ayudarán a encontrar el motivo de fallas en los circuitos de distribución, y la posibilidad de dar un mantenimiento preventivo a los distintos equipos. La segunda etapa del diseño es la que se encarga del control de los reconectadores, que se relaciona directamente con la etapa anterior y con la etapa de integración a la red SCADA.

La etapa de comunicaciones es muy importante ya que esta se encarga de enlazar la información entre la subestación del Molino, las oficinas en Barrio Fátima y el centro de control del bosque. Por último, se encuentra la etapa de la alimentación ininterrumpida para realizar un monitoreo y control constantes de los equipos de la subestación sin importar las fallas que se den en el fluido eléctrico de la JASEC.

A continuación se presentan los diagramas eléctricos para la automatización de la Subestación El Molino:

Distribucion Electrica de equipos de la subestacion del Molino

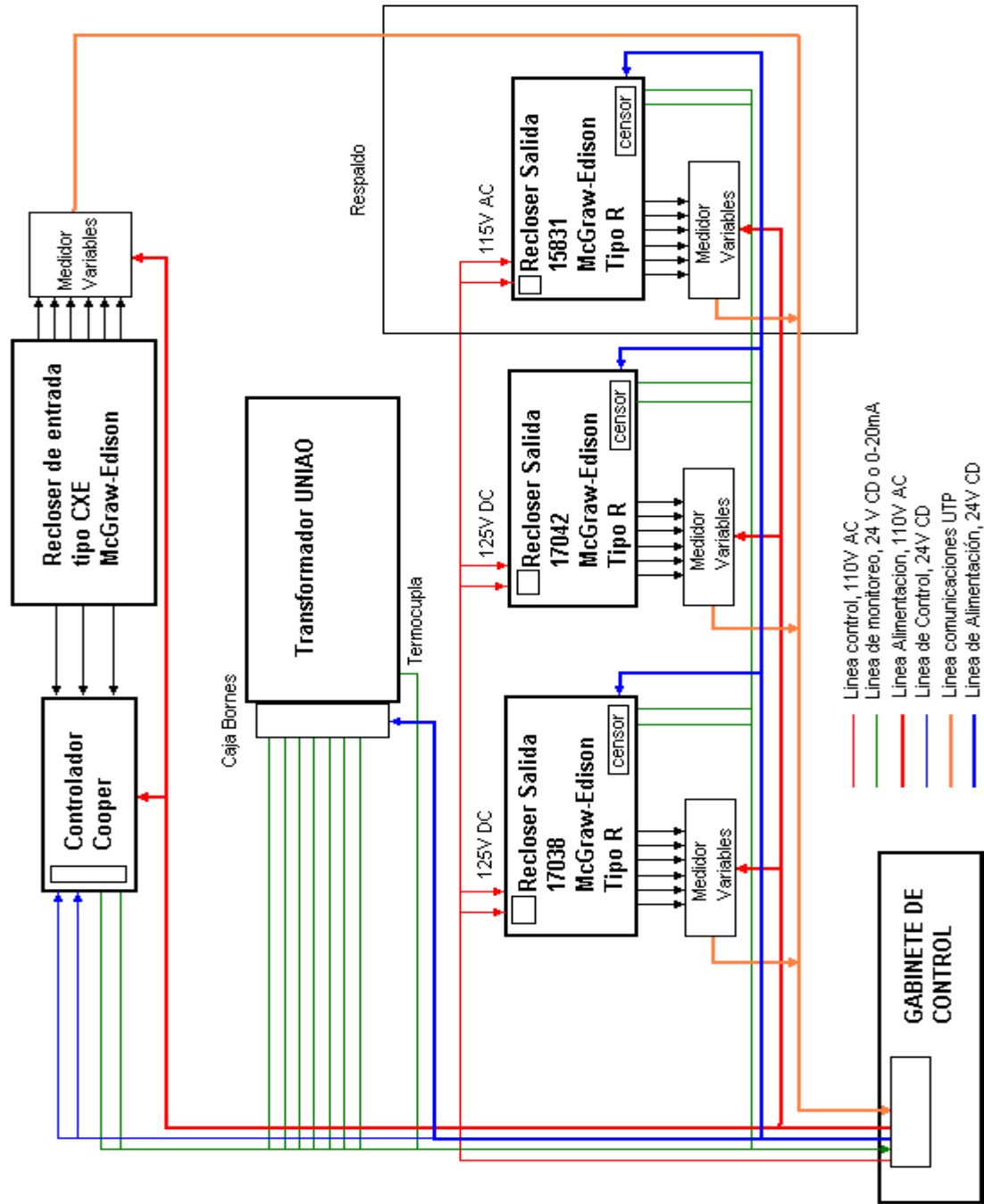


Figura 6.1 Diagrama eléctrico básico de la propuesta de automatización de la subestación el Molino.

Detalle eléctrico del gabinete de control

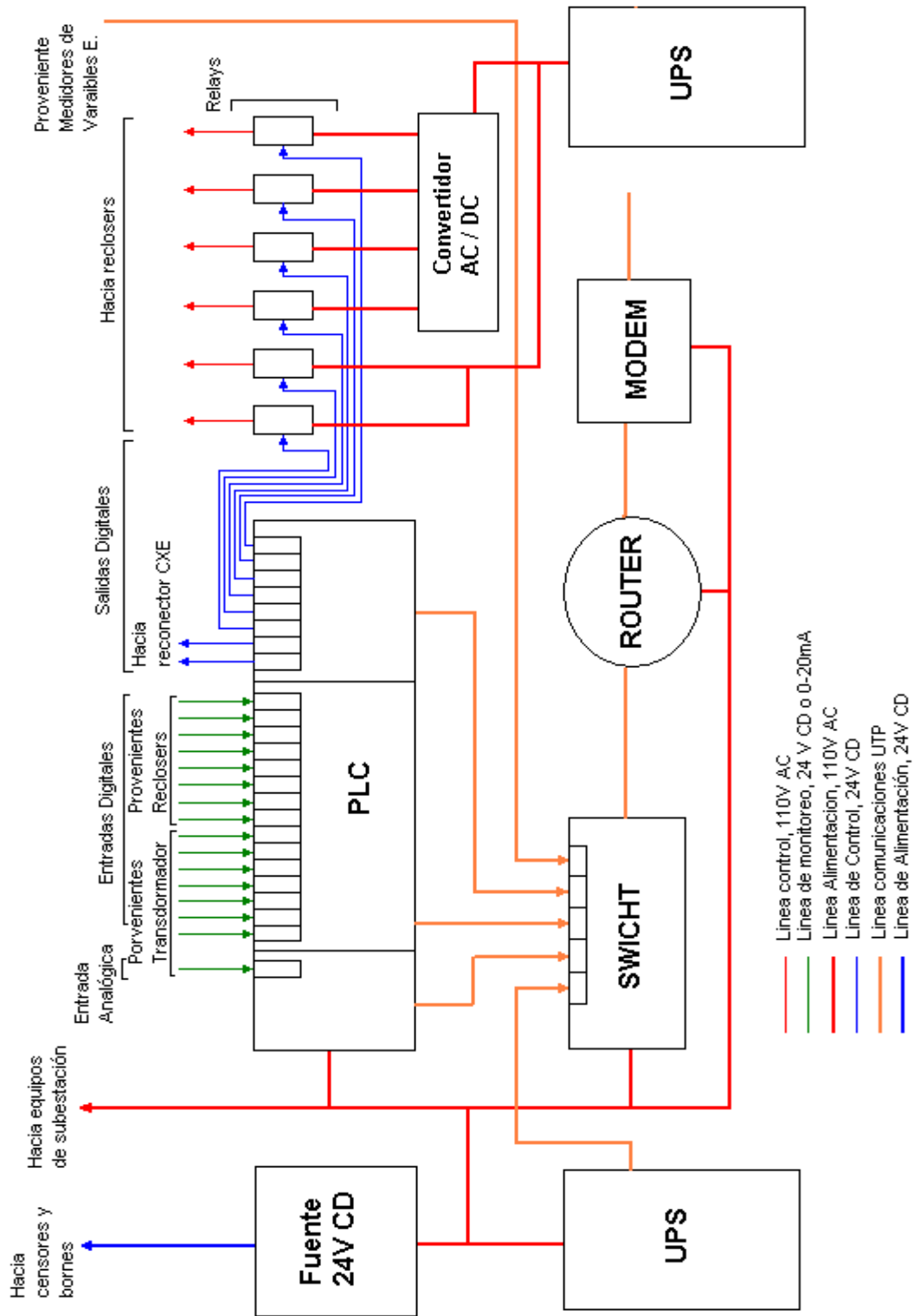


Figura 6.2 Diagrama detallada de las señales eléctricas del gabinete de control

6.1 Monitoreo de variables eléctricas

Como se mencionó anteriormente la adquisición de parámetros se subdivide en dos secciones, como lo son la obtención de parámetros de los reconectores, y la obtención de los parámetros del transformador reductor. A continuación se describirán ambas secciones

6.1.1 Adquisición de parámetros de los reconectores

Para adquirir los parámetros eléctricos de los reconectores se procedió a diseñar una red que pueda transportar la información de todos los reconectores al switch o concentrador del sistema de comunicaciones. Esta pequeña red LAN se realizó con la ayuda de los medidores de variables eléctricas PowerMeter, que se instalarán en cada uno de los reconectores de la subestación, los cuales poseen un puerto de comunicaciones que maneja un protocolo Modbus RS-485. Sobre este protocolo se creará una pequeña red LAN, donde se enlace toda la información concerniente a los parámetros eléctricos de los reconectores. Por esta razón no se necesita introducir la información en el Controlador lógico programable, ya que ellos tienen la capacidad de comunicarse con el resto de la red, únicamente se instalará un convertidor de protocolo que convierta de Modbus RS-485 a Modbus TCP/IP, para que sea compatible con el resto de la red LAN, y con la red SCADA de JASEC . Se utilizó el protocolo Modbus, para crear un sistema totalmente compatible, puesto que es uno de los protocolos más utilizados en los sistemas de adquisición de datos y control en la industria actualmente.

Se utilizarán las tres entradas de 0 a 5 A AC para medición de corriente que poseen los medidores de variables y se introducirán los valores de corriente que provienen de los transformadores de corriente con los que cuentan los reconectores. Dichos transformadores de corriente vienen instalados de fábrica y le proporcionan a los reconectores una mayor flexibilidad a la hora de monitorearlos y controlarlos de

manera remota. Actualmente se encuentran conectados a estos transformadores, unos medidores de corriente analógicos, de donde se tomarán las señales para los medidores PowerMeter

Para la medición de los voltajes de línea presentes en los circuitos de distribución, que son sensados por los reconectores, JASEC debe de colocar en cada reconector un transformador de potencial por fase para poder adecuar el rango de voltaje de los circuitos de distribución a las entradas de medición de voltaje que poseen los medidores de variables. Estas entradas soportan un rango de 0 a 480 VAC. Los transformadores de potencial que JASEC instalará darán un valor de salida máximo de 120 VAC para realizar el escalamiento correcto en los medidores. Con la introducción de los valores de corrientes de fase y voltajes de línea en los medidores de variables, estos quedan habilitados para realizar las diferentes funciones para los que fueron diseñados, como lo son el cálculo del factor de potencia, medición de frecuencia por fase, etc.

Otro parámetro que se pretende obtener de los reconectores, con el diseño realizado, es el estado de la posición de la palanca o interruptor que estos poseen, el cual indicará si se encuentra abierto o cerrado el circuito de distribución. Para obtener esta medición se procederá a alimentar un contactor que se encuentra destinado en cada reconector para esta función. Este contactor tiene dos opciones que son normalmente cerrado o normalmente abierto, y se encuentran en éstos estados cuando la posición del interruptor está cerrada. Estos contactores se pueden observar en la figura 6.3. Ellos se alimentarán con 24 VDC y se obtendrá una señal discreta hacia el PLC, la cual en presencia o no presencia de corriente, dará el estado de la palanca.

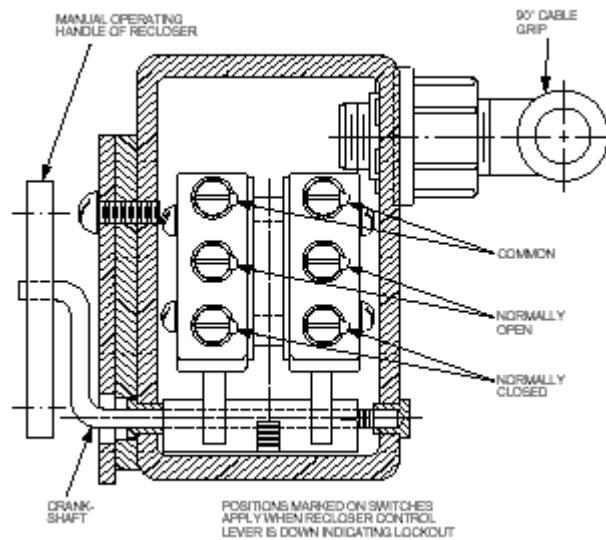


Figura 6.3 Terminales eléctricas de contactores de indicación de posición.

6.1.2 Adquisición de parámetros del transformador

El transformador reductor de 34500 VAC a 13800 VAC posee una caja de bornes, que se encuentra conformada por una regleta con contactores que proporcionan señales discretas de los disparos y las alarmas de los siguientes parámetros: Relé de Buchholz, Nivel de aceite y temperatura de aceite. Dichos parámetros se pueden observar en la figura 6.4. Estos parámetros son críticos en el funcionamiento del transformador y con su monitoreo se puede brindar un mantenimiento preventivo a este elemento de la subestación. En base en el diseño planteado para la captura de estos parámetros, se procederá a alimentar los contactores de la caja de bornes del transformador con un valor de 24 VDC, y se conectarán las terminales de dichos contactores con el módulo de entradas discretas del PLC, así que cuando se cierran estos contactos (lo cual lo hace el transformador automáticamente), se creará un circuito cerrado y se obtendrán los parámetros del transformador.



Figura 6.4 Detalle de los contactos presentes en la caja de bornes del transformador.

Para poder monitorear el valor analógico de la temperatura del aceite existe un termómetro integrado al transformador, pero es totalmente analógico, por lo que no existe ninguna señal que se pueda tomar de él. Debido a esto se debe de agregar una termocupla o sonda que se pueda instalar dentro del tanque de aceite del transformador. Esta termocupla posee un transductor de corriente que transformará el parámetro de temperatura en un rango de corriente entre 4 y 20 mA. Dicha señal será tomada en la caja de bornes del transformador y será conectada directamente en el módulo de entradas analógicas del PLC. Luego se deberá de realizar el escalamiento adecuado para observar nuevamente el parámetro como un valor con unidad en grados Celsius. Debido a este escalamiento, la medición que se realizará será indirecta, y poseerá cierto grado de incertidumbre, la cual es permitida debido a que los valores entre los que puede oscilar la temperatura del transformador es bastante amplia como para hacer que esta incertidumbre sea despreciable.

Esta sonda deberá ser instalada por un departamento del ICE que se encarga de reparar y dar mantenimiento a los transformadores de la JASEC, ya que estos son equipos muy especializados y peligrosos para trabajar. El PLC que se instalará en el cuarto de control de la subestación es el encargado de tomar estas señales provenientes del transformador y procesarlas con el fin de realizar la comunicación posteriormente con el Centro de control El Bosque.

6.1.3 Control de los reconectadores

Para el control de los reconectadores se utilizarán una serie de solenoides que el fabricante de los reconectadores incluye para el control remoto del interruptor de los mismos. Existe un solenoide interno que al energizarse momentáneamente abre el interruptor dejándolo bloqueado, es decir, sale del ciclo de operaciones propias del reconectador. Estos solenoides difieren en los voltajes de operación entre reconectadores. Para dos de ellos los voltajes para energizar los solenoides son de 125 VDC, y en uno de ellos es 115 VAC. Para poder energizar estos dispositivos momentáneamente se hará uso de relés de interposición.

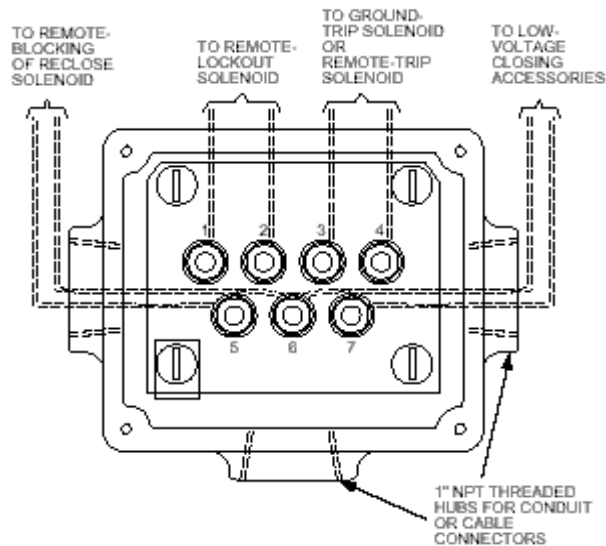


Figura 6.5 Caja de terminales para conectar señales de control para solenoide de apertura.

Estos relés que habrá que agregar al gabinete de control serán controlados por señales de 24 VDC provenientes del PLC, y este a su vez controlado por el centro de control de El Bosque. Al energizarse la bobina interna de estos relés, se crea un contacto y se deja pasar el voltaje por el que se encuentran alimentados. Estas señales deben de ser conectadas a una caja de bornes que poseen los reconectadores, específicamente en las terminales 1 y 2 como se muestra en la figura 6.5

Para controlar el cierre de los reconectores se debe controlar un solenoide diferente, el cual es externo y se encuentra adaptado físicamente a la palanca del interruptor del reconector (ya instalado por el fabricante); opera bajo los mismos valores de voltaje mostrados anteriormente. La alimentación de este solenoide también es de manera intermitente y se debe energizar únicamente el tiempo que sea necesario para que realice el cierre de la palanca. Se utilizarán relés de interposición para controlarlo como se hizo anteriormente y debe de ser alimentado por un orificio externo que posee la carcasa protectora del solenoide, a las dos terminales de alimentación.

Como se puede observar, el trabajar con estos solenoides es una acción totalmente segura ya que uno de ellos es interno, y el otro se encuentra protegido por una carcasa protectora, la cual impide el contacto físico directo con cualquier dispositivo. Estos solenoides son relativamente robustos y consumen un valor alto de corriente, llegando hasta valores de consumo de 3.5 A por lo que se debe de tomar en cuenta este valor para cualquier cálculo energético que se debe de realizar para el funcionamiento de respaldo del sistema

6.1.4 Comunicaciones

Como se ha mencionado anteriormente, se quieren controlar los dispositivos de la subestación desde el centro de control de El Bosque, para esto se debe de transportar la información bidireccionalmente a ambas localidades. Actualmente existe un enlace inalámbrico entre el centro de control de El bosque y las oficinas en barrio Fátima, el cual se dejará intacto. Luego existe un tiraje de cable de cobre trenzado entre Fátima y la Subestación el Molino. Por esta razón se utilizarán MODEMS banda base, de uso dedicado o DSL, para tomar la información que proviene de los equipos concentradores digitales, y la convierte en información analógica para poder transportarla a una distancia de aproximadamente setecientos metros utilizando el protocolo V.35.

Toda la información, ya sea proveniente de la red LAN de medidores de variables, así como de los parámetros que están siendo monitoreados y controlados por el PLC, llegan a un punto común que es el switch, el cual se encarga de concentrar esta información, y realizar el procesamiento de paquetes adecuado, para comunicarlo al router. Se decidió hacer uso de un Switch que soporte VLAN o redes virtuales, para poder crear en un futuro un monitoreo y control por categorías de equipos en distintos edificios de la JASEC. El switch se encuentra conectado al router por el puerto ethernet que este posee para redes LAN. Así el router podrá enrutar los paquetes de información por su interfaz serie al MODEM, y se crea una red independiente de la red de cómputo de JASEC, evitando problemas de congestión y ancho de banda. Para hacer posible la comunicación punto a punto entre instalaciones se deberá de programar el router por su puerto de consola con las respectivas direcciones ip en las interfaces, que aseguren la comunicación. También se deben de programar las distintas contraseñas de entrada al router, para dar seguridad al dispositivo.

6.1.5 Integración a la red SCADA

La clave para realizar la automatización de la subestación El Molino exitosamente está en contar con una herramienta práctica y funcional para desplegar los parámetros de los equipos de la subestación, y que estos puedan ser manipulados para obtener los datos en la manera más conveniente posible. A la vez el control de los equipos debe ser también sencillo pero seguro a la hora de realizar cualquier maniobra, ya que se está tratando con dispositivos que controlan el fluido eléctrico de la provincia de Cartago, bajo los que se encuentran una gran cantidad de abonados inscritos.

Esta herramienta se desarrolló con el programa InTouch 7.1, que es la plataforma utilizada por JASEC, la cual permitió la creación de la interfaz Humano-Máquina que controlará los equipos de la subestación. El ambiente en el cual fue creada esta

interfaz así como las pantallas por las que se encuentra compuesta esta interfaz fueron explicadas en el Capítulo 5.

Debido a los inconvenientes de nivel presupuestario que se han presentado a lo largo del desarrollo del proyecto, y que han repercutido en la no obtención de los equipos para la puesta en marcha del sistema, se ha acudido a sistemas de simulación que permiten crear un ambiente controlado y similar al sistema en marcha.

Una vez que fue creada la programación del PLC, con su lógica de lectura de registros de entradas y salidas, así como del enclavamiento necesario para que sólo se pueda activar un solenoide a la vez, se procedió a cargar ésta en el simulador IEC Simulator (32-bits) de Concept. Corriendo este programa de manera correcta en una PC, se procedió a correr la aplicación de SCADA, creada en InTouch en otra terminal aparte, que estaría representando la estación remota, se creó un enlace o conexión entre ambas máquinas.

Para poder cerciorarse de que la aplicación creada en InTouch es válida y puede desplegar y controlar los distintos parámetros del PLC tanto como de los medidores de variables eléctricas, se creó una pantalla en Excel donde se podía monitorear el estado de la comunicación entre interfaz y dispositivos. A esta pantalla se le asignaba a cualquier celda de Excel la función “=MBENET|Node2!Status” y se desplegaba un 1 en la celda, indicando que la comunicación era exitosa. Para la función anterior MBENET es el nombre del servidor de entradas y salidas por el que se están recibiendo los datos del PLC, Node2 es un nombre de tópico creada en el servidor, y Status el comando que se quiere ejecutar.

Una vez comprobado que la comunicación es exitosa, se procedió a correr la aplicación de SCADA de la subestación El Molino. Con la aplicación corriendo se hicieron cambios en el simulador que contiene el programa activo del PLC, mediante la manipulación de las diferentes entradas digitales y analógicas. Estos cambios se observaban exitosamente en las pantallas de monitoreo de la aplicación. Por ejemplo si se accionaban disparos y alarmas, estos eran observados en las casillas

respectivas en las diferentes pantallas, así como también eran registrados en la pantalla de alarmas del sistema.

También se realizaron pruebas de escritura en los registros de salida del PLC. Al seleccionar cualquier reconectador en la pantalla que contiene el diagrama unifilar de la subestación, se acciona una pantalla como la mostrada en la figura 5.23. Si se selecciona tanto la opción de "Abrir" como "Cerrar", lo que se hace internamente en la aplicación es asignar un valor igual a 1 o activo, en una determinada variable, que se encuentra asignada a un registro de salida del PLC, y así realizando la escritura, o control para la apertura o cierre de los reconectores de manera exitosa.

La comunicación con los medidores de variables eléctricas no fue probada ya que no existe ningún tipo de simulador para representar al medidor. No debería de existir ningún problema a la hora de desplegar los valores de los parámetros eléctricos de los medidores Power Meter en la interfaz de SCADA, ya que se el proceso para visualizar estos valores es el mismo que para los valores del PLC. Únicamente hay que tomar en cuenta a la hora de asignar un nombre de Item a las variables en el Windowmaker, de que se debe de agregar un identificador a el número de registro en el que se encuentra almacenado el valor en el medidor de variables, que se introduce debido a el convertidor de protocolo Modbus RS-485 a Modbus TCP/IP, el cual posee una dirección propia del convertidor, la cual es proporcionada en las hojas de datos de dicho dispositivo.

La interfaz Humano-Máquina de la subestación El Molino se integrará a la aplicación de SCADA que se encuentra actualmente funcionando en la JASEC. Vale recalcar que una vez integrada a esta aplicación, todas las condiciones de seguridad que allí se encuentran serán heredadas a la aplicación de la subestación El Molino. Esta seguridad está dada a nivel de inscripción de usuarios u operadores, y protege a la aplicación de escritura sobre cualquier registro. La aplicación será instalada en dos terminales remotas del centro de control de El Bosque con el fin de realizar un sistema redundante. Este sistema se crea al existir dos terminales, porque en caso de que alguna falle, todavía la otra terminal se encontrará disponible para operar de manera correcta.

6.1.6 Sistema de alimentación Ininterrumpida.

Para el sistema de alimentación ininterrumpida, se utilizarán dos UPS marca Pulsar EX de Schneider Electric, cada una de 1000 VA, lo cual es suficiente para satisfacer la demanda energética de los equipos, dando un soporte de al menos dos horas y treinta minutos para los equipos de monitoreo y control. Se utilizará una UPS para alimentar lo que son equipos de monitoreo que siempre necesitan estar en línea, como lo son los distintos contactores, y los medidores de variables eléctricas. Esta UPS tendrá conectados a ella, una fuente de 24 VDC, que se encargará de alimentar los conectores, para la obtención de parámetros discretos del transformador, tanto como del estado de la palanca de los reconectores, y también los medidores de variables. La segunda UPS se encargará de alimentar los equipos de control. A esta UPS se encuentran conectados el convertidor de voltaje de 120 VAC a 125 VDC, que es el voltaje requerido por los solenoides de apertura y cierre de los reconectores. También se encuentran conectados a esta UPS los dos solenoides que requieren alimentación de 120 VAC. Esta división se puede observar en el diagrama presentado en la figura A.5.2, y se ha realizado debido a que si se utiliza una sola UPS para todo el sistema se corre con el riesgo de introducir picos indeseados de corriente en las señales de alimentación de equipo de monitoreo, debido a la energización temporal que se podría realizar a los solenoides de los reconectores. Así se podría poner en duda la calidad de los datos provenientes de los equipos de monitoreo, y hasta podrían correr el riesgo de ser dañados, ya que se está trabajando sobre equipos de muy altas tensiones, que se encuentran expuestos a sobrecargas en los circuitos de distribución debido a rayería y daños varios, como lo podría ser cortocircuitos originados por caída de ramas en los tendidos eléctricos. Si se separan las instalaciones eléctricas de control y monitoreo, se aseguran señales de alimentación limpias y una alta confiabilidad de los datos obtenidos por los distintos dispositivos.

6.2 Alcances y Limitaciones

Como se ha venido mencionando en este informe, debido a problemas presupuestarios los equipos no han podido ser adquiridos para poner en marcha el sistema completo.

De esta manera que los alcances del proyecto han sido dejar planteado un diseño eléctrico para la automatización de la subestación. Este diseño involucra equipos ya existentes en la subestación, y también equipos que hay que adquirir. También involucra la utilización de software especializado y creación de interfaces para el usuario. A continuación se hará un resumen de los alcances de este diseño:

6.2.1 Aporte de JASEC

- Reconectores
- Controlador Form 5C
- Transformador reductor de 34500 VAC a 13800 VAC.
- Cuarto de Control
- Tiraje de cable de cobre trenzado
- Programas: InTouch 7.1, Concept V3.5, MBENET.

Todos estos elementos son propiedad de JASEC. El resto de los equipos que se encuentran involucrados en el diseño eléctrico de la automatización de la subestación deben de ser adquiridos e instalados para la puesta en marcha del proyecto, tomando como base para la instalación las pautas mostradas en este informe.

6.2.2 Aporte del Estudiante

- Obtención de hojas de datos y manuales de usuario de los diferentes equipos y programas propiedad de JASEC

- Creación del diseño eléctrico para la automatización de la subestación
- Creación de un Cartel que fue utilizado para realizar la licitación de la compra de los equipos necesarios para la puesta en marcha del proyecto, que incluye todas las especificaciones técnicas de los mismos. También se contempla la subcontratación necesaria para realizar la instalación de dichos equipos.
- Creación de programa de lógica de control para el PLC
- Creación de la interfaz Humano-Máquina elaborada en InTouch 7.1 para el control y la adquisición de datos de los equipos de la subestación.
- Creación de la configuración del router para garantizar una comunicación exitosa.
- Se realizaron las pruebas y simulaciones necesarias para mostrar que existe una buena comunicación entre los equipos de la subestación que deben ser controlados y monitoreados y las terminales del centro de control.

Capítulo 7: Conclusiones y Recomendaciones

7.1 Conclusiones

- a. Los simuladores como el IEC Simulator de Concept son una herramienta bastante funcional y provechosa para la depuración de programas, así como para realizar pruebas de comunicación con aplicaciones remotas.
- b. El utilizar una plataforma como la proporcionada por el InTouch 7.1 permite realizar interfaces de control y adquisición de datos, en las que se puede realizar un monitoreo y control bastante amigables para el usuario, debido al gran número de objetos y funciones que esta proporciona. Se brindan también herramientas muy importantes par el manejo de las alarmas que se originan en un sistema, así como el manejo de la seguridad para controlar dispositivos.
- c. A la hora de realizar una red LAN con el protocolo RS-485, como la red creada con los medidores de variables Power Meter, la manera de hacerlo es mediante una configuración en anillo para permitir la redundancia en la red. Esta redundancia se origina al existir dos diferentes caminos para la comunicación de los datos ya que si se rompe un enlace hacia el destino deseado, siempre existe otro enlace con mayor métrica por el que pueden comunicarse los datos.
- d. El utilizar un router en el sistema de comunicaciones crea una red independiente en la subestación el Molino, debido a que este crea el enrutamiento dinámico de los paquetes de datos que se originan en los equipos de la subestación y no origina broadcast hacia otras estaciones o

inundaciones de datos innecesarios , dándole una gran capacidad de comunicación a el flujo de información que circula en el sistema.

- e. El hacer uso de dos respaldos de sistemas de energía, así como de las protecciones necesarias, como entubación de cableados de alimentación, supresores de transientes, etc, proporciona una alimentación limpia e independiente para los sistemas de monitoreo , adquisición de variables y control de dispositivos, asegurando una alta calidad en los valores obtenidos.

- f. La falta de presupuesto a la hora de desarrollar el proyecto, así como una serie de situaciones que han atrasado aún más la adquisición de dispositivos , ha impedido la puesta en marcha del mismo, obligando a realizar simulaciones con los distintos equipos posibles, para asegurar la comunicación.

7.2 Recomendaciones

- a. A la hora de la adquisición de equipos nuevos, tratar de adquirir estos equipos con los mismos protocolos de comunicaciones, y si no son los mismos, que sean compatibles. Esto para crear una plataforma uniforme, que a la hora de ser integrada a una aplicación como la de SCADA de JASEC no existe ningún tipo de problema con la comunicación y no haya que invertir en convertidores de protocolos.
- b. Por la misma problemática anteriormente planteada, es bueno que se utilice una única marca para cierto tipo de dispositivo en específico con el fin de brindar uniformidad en protocolos de comunicación y además para poder dar más aprovechamiento a una serie de sistemas propietarios que los dispositivos de determinada marca puede poseer, y que por lo general no son explotados, si se mezclan con dispositivos de marcas diferentes.
- c. Mejorar la seguridad de el cuarto donde se encuentra el gabinete de control, debido a que las ventanas no se encuentran en buen estado y la puerta de dicho recinto se puede abrir sin el uso de llaves. Esta seguridad es necesaria ya que los equipos que se encuentran en el lugar de un precio considerablemente muy altos, e indispensables para el funcionamiento del sistema.
- d. Es recomendable realizar un cambio en los equipos de redes actuales, así como en la configuración de estos equipos , para poder correr sistemas que soporten redes virtuales o VLANs, para realizar un monitoreo por capas o grupos de dispositivos, y así proporcionar prioridad a determinado tráfico en la red.

Bibliografía

www.epic.cooper.com

www.cisco.com

www.modicon.com

www.rad.com

www.squard.com

www.schneiderautomation.com

www.liebert.com

www.powerlogic.com

www.patton.com

Trafo Union S.A. Libro de instrucciones Generales N° 3/0008, Estado de San Pablo

Stremler, F.G. "Introducción a los Sistemas de Comunicación". Addison Wesley Iberoamericana S.A, Tercera edición, 1993

Cisco Systems, Inc. "Academia de networking de Cisco Systems: Guía del segundo año" Pearson Educación, Madrid, Segundo Edición 2002

Apéndices y Anexos

Apéndice A.1: Glosario

1. Contactores:

Dispositivo encargado de permitir el flujo de corriente eléctrica.

2. Ethernet:

Tecnología muy utilizada en redes de área local, soporta tasas de transferencia estándar de 10 a 100 Mbps, e incluso de hasta 1 Gbps. Una red Ethernet puede utilizar cable coaxial, cable tipo UTP o fibra óptica.

3. Hub

Dispositivo capaz de realizar función de enlace entre dos o más computadores que cuentan con adaptadores para red.

4. Lan:

Red de área local.

5. Modbus:

Protocolo de comunicaciones para sistemas de control y supervisión de datos.

6. MODEMS:

Modulador Demodulador. Dispositivo capaz de enviar y recibir información serial a través de largas distancias.

7. PLC:

Controlador lógico programable.

8. Protocolo:

Lenguaje utilizado para lograr comunicaciones estables entre equipos electrónicos.

9. Reconectador:

Elemento protector de sobrecorrientes encargado de cerrar el paso de la misma en circuitos de distribución eléctrica.

10. Relé:

Aparato destinado a producir en un circuito una modificación dada, de acuerdo a una señal de control al cumplirse determinadas condiciones en el mismo circuito o en otro distinto.

11. Relé Buchholz:

Relé de control, activado cuando hay algún evento en el sistema de Buchholz para el control de presión del aceite de transformadores ubicados en subestaciones eléctricas.

12. RS-232:

Interfaz estándar de comunicaciones entre dispositivos electrónicos a través de puertos seriales, cuyas distancias máximas de transferencia oscilan entre 40 y 60 metros.

13. RS-485:

Interfaz industrial de comunicaciones entre dispositivos electrónicos, cuyas distancias oscilan entre 1 y 1.5 kilómetros.

14. TCP/IP:

Protocolo de comunicaciones utilizado para establecer contacto y transferencia de datos entre dispositivos electrónicos, basado en direcciones numéricas

15. RTU:

Remote Terminal Unit. Unidad terminal remota. Modo de comunicaciones propio del protocolo Modbus.

16. Subestación eléctrica:

Centro de reconectores, transformadores y otros que permiten la distribución o generación de energía eléctrica.

17. Scada

Sistema de control y supervisión de datos.

18. Solenoide:

Cilindro metálico alrededor del cual se arrolla una bobina de hilo conductor. El cilindro o núcleo tiene la propiedad de concentrar las líneas de fuerza del campo magnético que crean las espiras de la bobina, comportándose como un imán.

19. Switch:

Interruptor diseñado para realizar el cierre de un circuito eléctrico.

20. Transductores:

Dispositivos encargados de adquirir algún valor de una o varias variables físicas y adaptarlo a voltaje o corriente adecuados para su tratamiento en sistemas electrónicos.

21. UPS:

Elementos diseñados para suministrar un fluido ininterrumpido de voltaje.

22. Byte:

Palabra de ocho bits.

23. Bit:

Dígito del sistema binario de numeración.

24. Palabra:

Grupo de bits que representan cierta unidad de información.

Apéndice A.2: Protocolo TCP/IP

A.2.1 Historia

Ya finalizando la década del 50, en pleno apogeo de la Guerra Fría entre los Estados Unidos de Norteamérica y la U.R.S.S., el Departamento de Defensa de los Estados Unidos comenzó a preocuparse por lo que podría ocurrir con el sistema de comunicación nacional si se desataba una guerra nuclear. Una de las armas más importantes en una guerra son las comunicaciones y es uno de los primeros objetivos que el enemigo intentaría destruir.

En 1962 un investigador del gobierno de los Estados Unidos, Paul Baran, presentó un proyecto que daba solución al interrogante planteado por el Departamento de Defensa. En ese proyecto, Baran propuso un sistema de comunicaciones mediante computadoras conectadas en una red descentralizada. De manera que si uno o varios nodos importantes eran destruidos, los demás podían comunicarse entre sí, sin ningún inconveniente.

Este proyecto se discutió por varios años y finalmente en 1969, la Advanced Research Projects Agency (ARPA) del Pentágono, creó la primera red de computadoras que se llamó ARPAnet. En la primer etapa solo había cuatro computadoras conectadas a la red: La Universidad de California en Los Ángeles(UCLA), El Instituto de Investigaciones de Stanford(SRI), La Universidad de California en Santa Bárbara(UCSB) y la Universidad de Utah. Ya en 1971, se habían agregado 11 nodos más y para 1972 había un total de 40 computadoras conectadas en la red.

Corría el año 1972 y con la necesidad de establecer un protocolo de comunicación común entre todas las computadoras, que variaban en tipo y sistemas operativos (IBM y Unisys, por nombrar algunas), para que pudieran comunicarse entre sí, sin ningún inconveniente, se crea el InterNetworking Working Group.

En el año 1974, dos investigadores, Vint Cerf(Stanford University) y Robert Kahn(BBN), redactan un documento titulado A Protocol for Packet Network

Internetworking, donde explicaban como podría resolverse el problema de comunicación entre los diferentes tipos de computadoras. Pero recién 8 años después, esta idea es implementada en su totalidad (ya en 1978 comenzó a utilizarse en algunas redes), y se la denominó Transmission Control Protocol – Internet Protocol (TCP-IP). A partir de aquí (1982) empezó a utilizarse la palabra Internet.

Este protocolo, fue adoptado inmediatamente como standard por el Departamento de Defensa de Los Estados Unidos, para su red de computadoras y también, en 1982, ese organismo decidió su separación de ARPAnet y la creación de una red propia llamada MILnet.

A mediados de los años 80's, la National Science Foundation(NSF), decide que es necesaria una red de trabajo de alta performance para enlazar 5 centros que poseían supercomputadoras y así poder dar acceso a los investigadores que se encontraban en distintas ciudades de los Estados Unidos. En el año 1987 el NSF crea la NSFnet que conectaba 7 Networks con los 5 centros de supercomputadoras antes mencionado. Con esta nueva red, la velocidad de transferencia entre los distintos nodos se incrementó a 1.5 Megabits por segundos. Hasta ese momento, la velocidad de transferencia, entre nodos, era de 56 kilobits por segundos.

A.2.2 Composición general del Protocolo TCP/IP.

Como todos los protocolos de comunicaciones, el TCP/IP está compuesto de capas:

A.2.2.1. IP:

Es responsable del movimiento de paquetes de datos desde un nodo hasta otro. IP envía paquetes basados en una dirección destino de cuatro bytes (el número IP).

A.2.2.2. TCP.

Es responsable de la verificación de la correcta entrega de datos desde el cliente hasta el servidor. Los datos pueden perderse en la red inmediata. TCP añade soporte para la detección de errores o datos perdidos.

A.2.2.3 Sockets.

Es el nombre dado al paquete de rutinas que proveen acceso al TCP/IP en la mayoría de los sistemas.

A.2.3 Direcciones.

El protocolo TCP/IP asigna un número único a cada estación conectada a Internet en el mundo. Este número IP es un valor de cuatro bytes que, por convención se expresa al convertir cada byte en un número decimal (0 – 255), separando los bytes con un punto.

A.2.4 Subnets.

Es conveniente la subdivisión de una red grande en varias pequeñas, las cuales son versiones pequeñas de la mayor. Es común subdividir los dos bytes disponibles para asignaciones internas en un byte para departamento y otro para identificador de estación.

A.2.5 Subdivisión de red.

La red es construida mediante enrutadores de TCP/IP, cada uno de ellos tiene pequeñas tablas con 255 entradas para traducir el byte de departamento en una selección de destino Ethernet conectado a uno de los enrutadores.

A.2.6 Estabilidad.

Las redes IP son robustas, automáticamente se reconfiguran cuando algo no funciona correctamente, si hay suficiente redundancia en el sistema la comunicación no se ve truncada.

Dado que la red TCP/IP está diseñada para recuperar información, esto la hace un poco lenta en la recuperación, puesto que los algoritmos no están afinados para el manejo óptimo de la pérdida de paquetes debido a la congestión de tráfico.

A.2.7 Tráfico de información.

El tráfico de información está frecuentemente organizado mediante “hubs” o concentradores.

Cuando los datos llegan al enrutador, este debe descartar los excesos, por lo que son descartados mientras otros son procesados. Es responsabilidad del remitente intentar el reenvío de la información instantes después y persistir hasta que sea procesado.

A.2.8 Manejo de información

El protocolo TCP trata los datos como una cadena de bytes. Asigna un número de secuencia a cada byte.

El paquete TCP tiene un encabezado o header que define el byte de inicio y la cantidad de bytes de datos.

El receptor puede detectar paquetes perdidos o paquetes cuya secuencia es incorrecta. El TCP actualiza datos que han sido recibidos y retransmite datos que han sido perdidos. La recuperación de errores se da punto a punto entre cliente y servidor.

A.2.9 Redes Internas.

En la actualidad muchas compañías han evolucionado y utilizan redes tipo Intranet, las cuales tienen su base en la Internet, únicamente que no existe un medio de salida al mundo exterior..La implementación de este tipo de red es prácticamente la misma que Internet, con equipos idénticos o muy similares para establecer las comunicaciones entre máquinas y dispositivos.

Bajo esta arquitectura, la asignación de direcciones de configuración para el protocolo TCP/IP tiende a ser responsabilidad del centro de cómputo, esto con el objeto de estandarizar las comunicaciones empresariales y además evitar choques de direcciones entre dispositivos y computadores dentro de la red corporativa.

Apéndice A.3: Protocolo Modbus

A.3.1 Definición general.

El protocolo Modbus es una estructura de mensajería, muy usado para establecer comunicaciones de tipo maestro – esclavo entre dispositivos inteligentes, los cuales reconocerán y utilizarán este mensaje, sin importar el tipo de red mediante el cual se comunican. Modbus describe el proceso que un controlador utiliza para requerir el acceso de otro dispositivo, describe cómo responderá a los requerimientos de acceso de los otros dispositivos y cómo los errores serán detectados y reportados.

Un mensaje Modbus enviado desde un maestro a un esclavo contiene la dirección del esclavo, el comando, los datos y corrección.

A.3.2 Medios físicos.

Dado que el protocolo Modbus es una estructura de mensaje, es independiente del tipo de medio físico, tradicionalmente es implementado utilizando RS-232, RS-422 o RS-485, a través de una gran variedad de medios.

A.3.3. Interacción entre redes.

En transacciones de mensaje, el protocolo Modbus incrustado en cada estructura de paquete de la red provee el lenguaje común mediante el cual los dispositivos pueden intercambiar datos.

A.3.4. Transacciones en redes Modbus.

Los controladores se comunican utilizando una técnica maestro – esclavo, en la cual solamente un dispositivo (maestro) puede iniciar transacciones. El otro

dispositivo (esclavo) responde al suplir la información requerida por el maestro, o bien tomando la acción solicitada. El maestro puede direccionar varios esclavos individuales, o puede iniciar un mensaje general a todos los esclavos. Los esclavos entregan un mensaje (respuesta) a las consultas hechas a una dirección individual. Los dispositivos esclavos no responden a consultas generales del maestro. El protocolo Modbus establece el formato para la consulta solicitada por el maestro al colocarle la dirección del dispositivo, un código de función definiendo la acción requerida, algún dato a ser enviado y un campo de chequeo de error. Contiene campos confirmando la acción tomada, algún dato que deba ser regresado y un campo de chequeo de error. Si ocurre un error en la recepción del mensaje, o si el esclavo no puede realizar la acción requerida, el esclavo construirá un mensaje de error y lo enviará como respuesta.

A.3.5 Transacciones en otros tipos de red.

Algunos controladores pueden comunicarse a través de Modbus Plus, utilizando puertos propios o adaptadores de red, utilizando adaptadores de red estándar.

En estas redes, los controladores se comunican utilizando la técnica “peer to peer” (par a par), de tal forma que cada controlador puede iniciar transacciones con otros controladores, esto implica que un controlador puede operar tanto como maestro como esclavo en transacciones separadas. En el nivel del mensaje, el principio de maestro – esclavo aplica.

A.3.6. Ciclo de consulta – respuesta.

El código en la consulta le dice al dispositivo esclavo direccionado el tipo de acción que debe realizar. Los bytes de datos contienen información adicional que requerirá el esclavo para realizar esta función.

Si el esclavo hace una respuesta normal, el código de la función en la respuesta es un eco del código de la función en la consulta. Los bytes de datos reunidos por el esclavo, como los valores de registro o de status. Si ocurre un error, el código de la función es modificado para indicar que la respuesta corresponde a un error, y que los bytes de datos contienen el código que describe ese error.

A.3.7 Modos de transmisión.

Los controladores pueden ser configurados para comunicarse mediante redes estándares de Modbus utilizando alguno de los dos modos de transmisión: ASCII o RTU, además de otros parámetros tales como tasa de transmisión, paridad, etc. El modo y los parámetros deben ser iguales para todos los dispositivos. La selección entre ASCII o RTU define los contenidos de los campos de mensajes transmitidos serialmente. Determina cómo la información será empaquetada y decodificada. La ventaja principal del modo ASCII (American Standard Code for Information Interchange) consiste en que permita intervalos de tiempo de hasta un segundo entre caracteres sin causar un error. La ventaja principal del modo RTU (Remote Terminal Unit) consiste en que su mayor densidad de caracteres permite mejor envío de datos que el modo ASCII, a la misma razón de transferencia.

A.3.8 Encuadro de mensajes Modbus

En cualquiera de las dos transmisiones, el mensaje Modbus es colocado por el dispositivo emisor en un marco, que tiene definidos sus puntos de inicio y fin, esto permite a los dispositivos receptores comenzar al inicio del mensaje, leer la porción de dirección y determinar cual es el dispositivo direccionado, además de determinar cuándo ha terminado el mensaje.

Apéndice A.4: Sistema Scada

A.4.1 Definición general

Software para Control de supervisión y adquisición de datos (Supervisory Control and Data Acquisition software).

El SCADA es una categoría de programa de aplicación de software para procesar el control, obtener datos en tiempo real desde puntos remotos, con el fin de controlar equipos y condiciones. El SCADA es utilizado en plantas de energía, plantas de petróleo, refinerías, telecomunicaciones, transportes y el control de agua y desperdicios.

Los sistemas SCADA incluyen el hardware y el software necesarios para la ejecución de su función principal.

A.4.2 Características generales.

A.4.2.1 Basado en computadoras.

El software debe contar con todos los tipos de conectividad e integración, esto significa puertos seriales, puertos de tipo Ethernet, ranura tipo PCI, y la posibilidad de correr una amplia variedad de aplicaciones.

A.4.2.2 Alarmas y monitoreo de eventos.

El sistema SCADA está en capacidad para detectar, mostrar y archivar alarmas y eventos que ocurren en los dispositivos que controlan. Dentro de las posibilidades que ofrece el sistema se encuentra el manejo de rangos de parámetros, teniendo la opción (según el criterio de diseño) para tomar las acciones automáticamente o notificar a algún operador. La idea del almacenamiento de información en forma de alarma y eventos se justifica para el posterior análisis de esa información y tomar las medidas preventivas según sea el caso.

A.4.2.3 Adquisición de datos.

El software no consiste únicamente en el tratamiento de eventos, alarmas y datos, las raíces del sistema SCADA nacen desde la propia adquisición de datos, es decir acceder la información desde cualquier dispositivo, mediante los medios proporcionados por sus fabricantes, y en muchos casos complementando los puertos y protocolos con aparatos convertidores adecuados.

A.4.2.4 Interface de operador.

El sistema SCADA no solamente se encarga de adquirir y guardar la información de los dispositivos, en muchos de los casos, es necesaria la intervención de un operador en la toma de decisiones, o incluso para notificar a cuadrillas de mantenimiento acerca de alguna situación que merezca atención inmediata.

A.4.2.5 Control de tiempo no real.

El sistema SCADA debe ser el medio entre el operador y el controlador en tiempo real, bajo ninguna circunstancia debe dejarse la toma de decisiones o control crucial en el sistema SCADA.

A.4.2.6 Base de datos.

Una de las mayores ventajas del sistema SCADA es su gran capacidad para almacenar los datos correspondientes a los datos, eventos y alarmas.

Apéndice B.1: Ficha técnica del reconectador hidráulico tipo RX

Reclosers



**Types W, WV27, WV38X, VW, VWV27 and VWV38X;
Three-Phase Hydraulically Controlled;
Installation and Operation Instructions**

Service Information
S280-30-1



Figure 1.
Typical Kyle® three-phase, hydraulically controlled automatic circuit recloser.

Contents

Safety Information	2	Testing	12
Hazard Statement Definitions	2	Safety Requirements	12
Safety Instructions	2	Test Equipment Required	12
Product Information	3	Test Procedures	13
Introduction	3	High-Potential Insulation Level Withstand Tests	15
Acceptance and Initial Inspection	3	Accessories	16
Handling and Storage	3	Bushing-Type Multi-Ratio Current Transformers	16
Description	3	Hydraulic Ground-Trip	18
Recloser Data Plates	3	Electronic Ground-Trip	21
Manual Operating Levers and Indicators	4	Ground-Trip-Blocking Switch	24
Specifications and Ratings	4	Auxiliary Switch	24
Dimensions and Weights	6	Lockout-Indicating Switch	26
Installation Procedure	8	Remote Trip	26
Operation	10	Remote Lockout	27
Initial Operation	10	Remote Close	27
Routine Operation	10	Remote Block of Reclosing	29
Adjustments	11	Low-Voltage Dc Closing	29
Number of Operations to Lockout	11	Low-Voltage Ac Closing	29
Number of Fast Operations	11	Junction Box	29
Time-Delay Characteristics	11	Manual Closing Tools	30
		Maintenance Information	31

PRODUCT INFORMATION

Introduction

Service Information S280-30-1 provides installation instructions, operation information, and testing procedures for Kyle® three-phase, hydraulically controlled W-group reclosers.

The information contained in this manual is organized into the following major categories: *Safety Information, Product Information, Specifications and Ratings, Dimensions and Weights, Installation Procedure, Operation, Adjustments, Testing, Accessories, and Maintenance Information*. Refer to the table of contents for page numbers.

Read This Manual First

Read and understand the contents of this manual and follow all locally approved procedures and safety practices before installing or operating this equipment.

Additional Information

These instructions cannot cover all details or variations in the equipment, procedures, or processes described, nor provide directions for meeting every possible contingency during installation, operation, or maintenance. For additional information, please contact your Cooper Power Systems sales representative.

Acceptance and Initial Inspection

Each recloser is completely assembled, carefully inspected and calibrated, and filled to the correct level with insulating oil at the factory. It is in good condition when accepted by the carrier for shipment.

Upon receipt, inspect the recloser thoroughly for damage and loss of parts or oil incurred during shipment. If damage or loss is discovered, file a claim with the carrier immediately.

Check for oil leakage and tighten all bolts that may have loosened during shipment, especially the bolts attaching the head to the tank. Tank mounting bolts should be tightened to 25-40 ft.-lbs. torque.

Handling and Storage

If the recloser is to be stored for any appreciable time before installation, provide a clean, dry, storage area. Be careful during handling and storage to minimize the possibility of damage; in particular, protect the bushings.

Description

This recloser (Figure 1) is a self-contained device that senses and interrupts distribution system fault currents. It automatically recloses to restore service if a fault is temporary. If a fault is permanent, the recloser locks out after two, three, or four preset trip operations.

Should a fault clear before lockout, the recloser will reset for another cycle of operations.

Recloser Operation

Opening sequences of the recloser can be all fast, all delayed, or any combination of fast operations followed by delayed operations up to a total of four. Fast operations clear temporary faults before branch line fuses can be weakened. Delayed openings allow time for fuses to clear so that longer outages can be confined to smaller sections of the line. Ratings and duty cycles are listed in Tables 1, 2 and 3; dimensions are shown in Figure 4; weights are listed in Table 4.

Oil Interrupters and Vacuum Interrupters

Oil interrupters are used in Types W, WV27 and WV38X reclosers. Vacuum interrupters are used in Types VW, VV27 and VV38X reclosers. All are oil-insulated.

Tripping and Closing

The moving contacts are driven by springs that are charged by a solenoid energized by line voltage from the source side of the recloser. Trip solenoids, in series with the main contacts, release the opening springs when current above minimum trip is sensed.

Recloser Data Plates

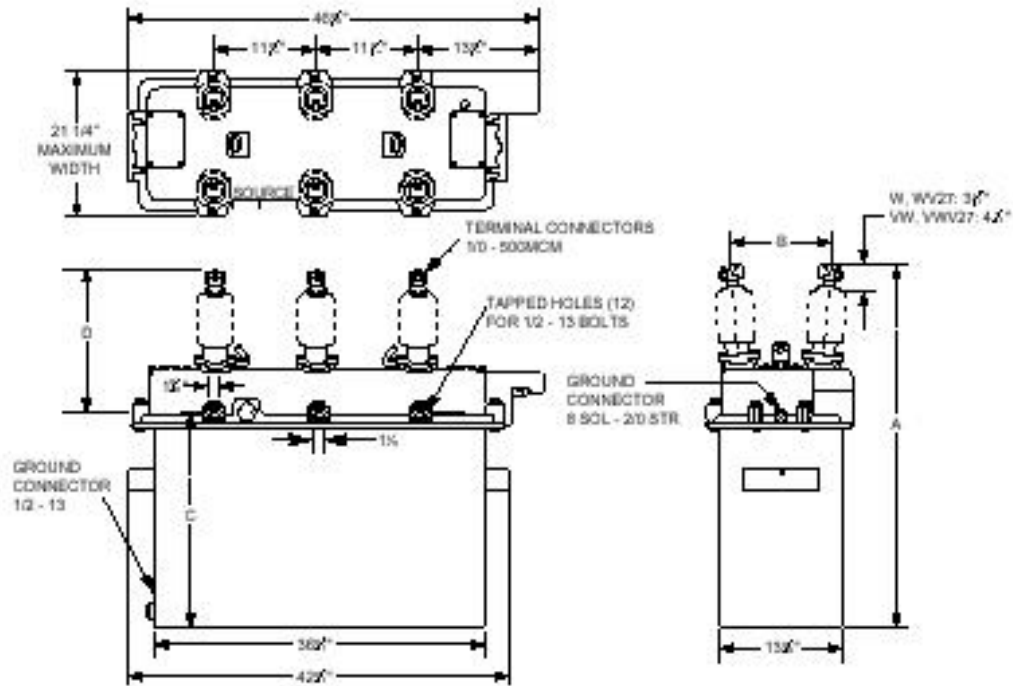
Check the recloser data plates (shown in Figure 2), which are located on the sleethood, to make sure the closing coil voltage and the series coil current ratings are compatible with the system on which the recloser is to be installed.

WARNING: Hazardous voltage. Closing coil voltage and current ratings must be compatible with the system application. Refer to the data plates located on the sleethood of the recloser, for specific rating information. Failure to comply can result in death, severe personal injury, and equipment damage.



Figure 2. Recloser data plates are located on the sleethood.

DIMENSIONS AND WEIGHTS



Dimensions, Recloser Without BCT Accessory*

Type	Bushing Type	A (in.)	B (in.)	C (in.)	D (in.)
W	1 1/4 -in. std.	41 1/2	11 1/2	28 1/2	15
VW	1 1/4 -in. creep. or 1 7/8 -in. extra-creepage	43 1/2	11 1/2	28 1/2	15
WV27	2 1/4 -in. creep.	47 1/2	11 1/2	28 1/2	21 1/2
VVV27	2 1/4 -in. creep.	50	11 1/2	28 1/2	21 1/2

*Dimensions configured to the nearest 1/8 in.

Dimensions, Recloser With BCT Accessory*

Type	Bushing Type	A (in.)	B (in.)	C (in.)	D (in.)
W	1 1/4 -in. std.	48 1/2	11 1/2	28 1/2	19 1/2
VW	1 1/4 -in. creep. or 1 7/8 -in. extra-creepage	48 1/2	11 1/2	28 1/2	19 1/2
WV27	2 1/4 -in. creep.	52 1/2	12 1/2	28 1/2	25 1/2
VVV27	2 1/4 -in. creep.	54 1/2	12 1/2	28 1/2	25 1/2

*Dimensions configured to the nearest 1/8 in.

Figure 4. Dimensions of Types W, VW, WV27 and VVV27 reclosers with and without the bushing current transformer accessory.

TABLE 4
Weights and Oil Capacity

Recloser Type	Weight With Oil*(lb)	Oil Capacity (gal)
W	805	38
WV27	845	38
WV38X	995	52
VW	830	45
VVV27	870	45
VVV38X	995	61

*Add 25 lb for each bushing current transformer.

Ground-Trip Blocking Switch

A ground-trip blocking switch can be provided for either ground-fault trip accessory. The hookstick-operated blocking switch (Figure 26) is normally mounted on the recloser. The manual lever-operated blocking switch (Figure 27) is for remote mounting.

Ground-trip blocking switch wiring is shown in Figure 15 for the hydraulic ground trip accessory and in Figure 22 for the electronic ground trip accessory.

Moving the ground trip blocking switch to the ON (up) position, blocks ground trip operation. When the switch is in the OFF (down) position, normal ground trip operation occurs.



Figure 26. Ground-trip blocking switch; hookstick-operated.

Auxiliary Switch

Remote indication of recloser contact position or switching of other devices can be accomplished with an auxiliary switch. A one-, two-, or three-stage switch can be provided.

A three-stage switch (with switch cover removed) is shown in Figure 28. Each stage or section has two independent sets of contacts: *a* and/or *b*. When the recloser's main contacts are open, the *a* contacts are also open and the *b* contacts are closed. Table 9 shows the related recloser/switch contact positions.

TABLE 9
Related Recloser/Switch Contact Position

Recloser Contacts	Closed	Open
Auxiliary <i>a</i> contacts are	Closed	Open
Auxiliary <i>b</i> contacts are	Open	Closed



Figure 27. Ground-trip blocking switch for remote manual operation.

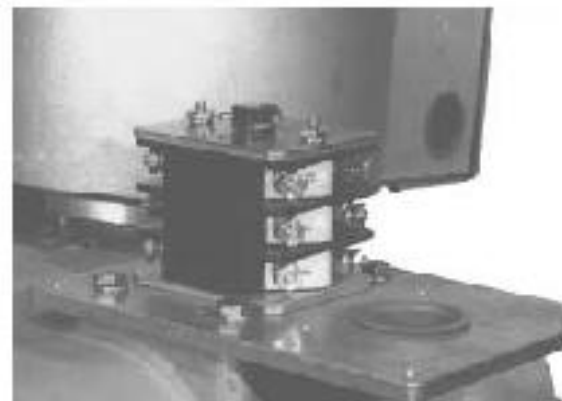


Figure 28. Auxiliary switch.

Switch contacts are insulated for 600 volts and have a continuous-current rating of 10 amps. The interrupting rating of the auxiliary switch contacts is shown in Table 10.

TABLE 10
Auxiliary Switch Interrupting Ratings

Volts	Amps Ac		Amps Dc	
	Induc-tive	Non-induc-tive	Induc-tive	Non-induc-tive
24	—	—	15.00	20.0
48	—	—	7.50	10.0
120	50	80	—	—
125	—	—	1.50	2.0
240	25	40	—	—
250	—	—	0.45	0.5

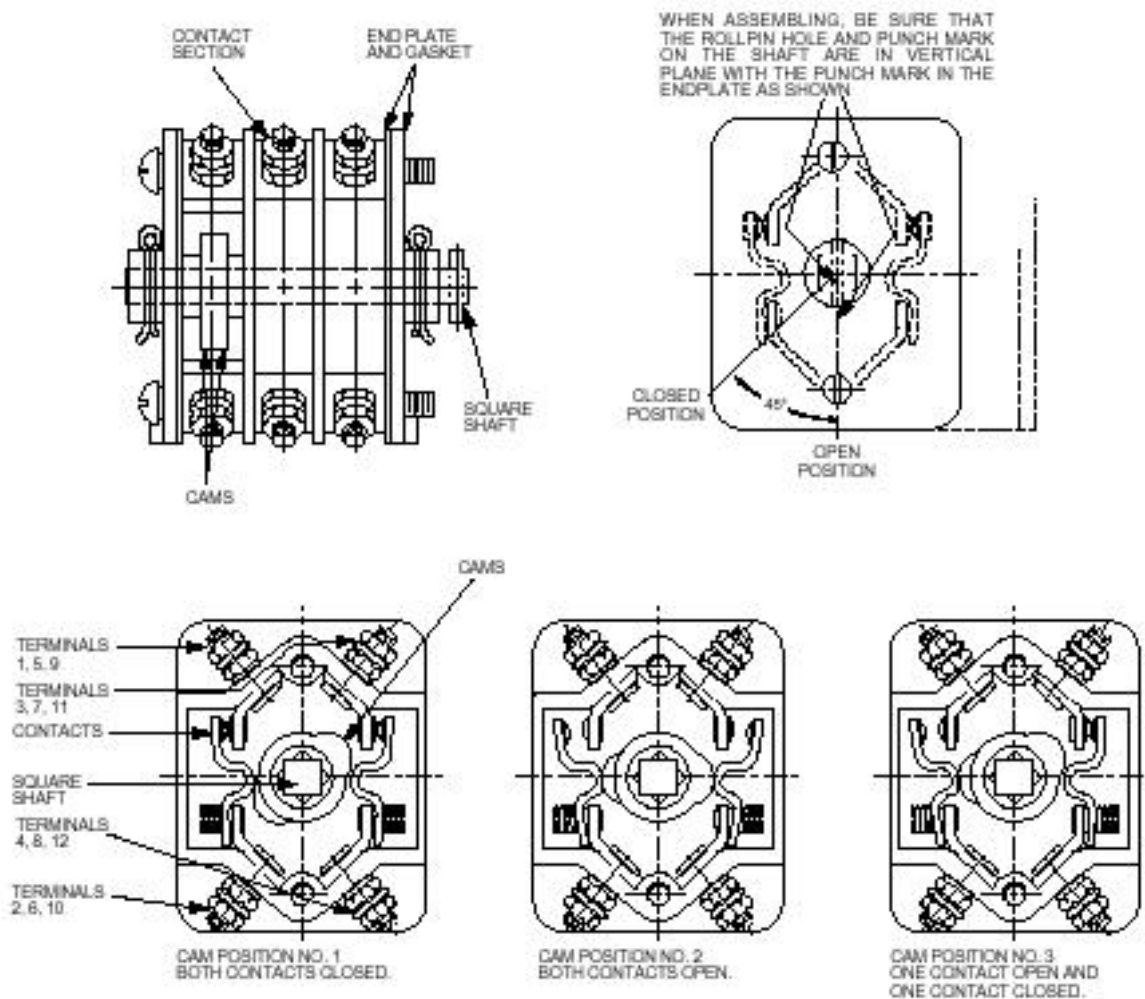


Figure 29.
Auxiliary switch cam positions.

A 1-1/8-in. diameter wiring entrance hole is provided in the base plate to accommodate standard 1-in. conduit or cable bushing. Contacts can be changed for either *a* or *b* operation by repositioning the cams inside each switch section.

To change cam position:

1. Remove the auxiliary switch housing cover.
2. Remove the four screws and lockwashers securing the housing baseplate to the recloser head.
3. Lift off the entire switch assembly.
4. Remove the cotter pin and collar from the square shaft.
5. Remove the hexnuts and lockwashers from the two long machine screws holding the switch sections to the baseplate.
6. Starting with the bottom section, lift the cams off the square shaft.
7. Replace the cams in one of the positions shown in Figure 29.
8. Reposition and fasten the switch sections to the housing baseplate.
9. Replace the collar and cotter pin on the shaft.
10. Remount the assembled switch on the recloser head making sure that the pin in the square shaft engages the notch in the switch operating shaft in the head casting.
11. Verify correct operation of each contact on the switch by using a continuity meter.

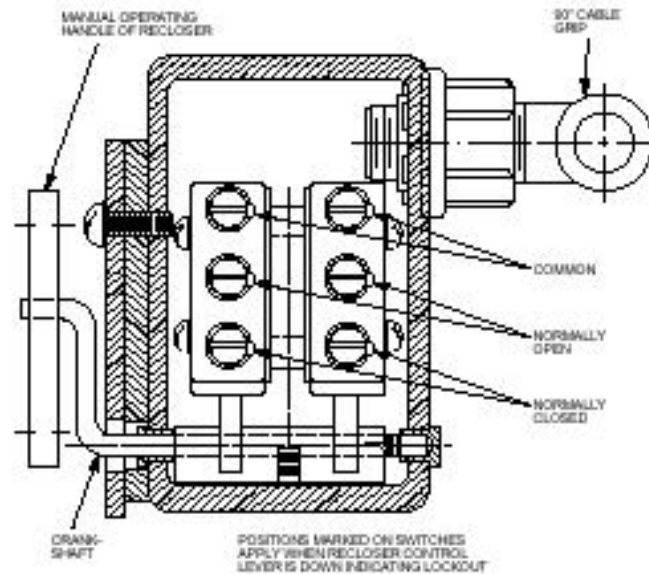


Figure 32.
Terminal markings of lockout-indicating switch.

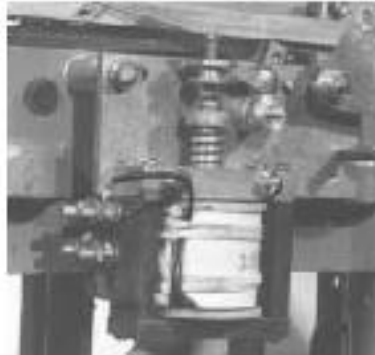


Figure 33.
Remote trip solenoid.

TABLE 12
Electrical Ratings of Remote trip Solenoid - Intermittent Duty Only

Catalog Number	Rated Voltage (volts)	Operating Voltage Range (volts)	Steady-State Current Required (amps)
KA378R1	115 ac	96 - 125 ac	1.3
KA378R2	230 ac	190 - 250 ac	0.65
KA378R3	125 dc	90 - 130 dc	0.2
KA378R4	48 dc	36 - 50 dc	1.0
KA378R5	24 dc	18 - 25 dc	1.8
KA378R6	250 dc	180 - 260 dc	0.1

Remote Lockout

A remote lockout solenoid (Figure 35) enables an external control to trip the recloser and cause lockout by dropping the yellow manual operating handle to the open position.

Connections between the external control and the lockout solenoid are made in the junction box as shown in Figure 34; electrical ratings are shown in Table 13. The ac solenoid is rated for continuous energization, but it is normally energized only long enough to cause lockout.

The remote lockout accessory is usually used in conjunction with the remote close of a locked-out recloser accessory.

Remote Close

Remote closing of a locked-out recloser can be achieved if the recloser is equipped with a remote closing solenoid (Figure 36). When energized from a remote source, the remote closing solenoid pulls the recloser's manual operating handle to the CLOSE position. The operating handle actuates the high-voltage closing solenoid contactor to energize the solenoid and close the recloser.

Because the remote closing solenoid is rated for intermittent duty, the remote control should have a normally-open, momentary-contact switch wired in series with the solenoid. An opening in the solenoid housing accommodates a $\frac{1}{2}$ -in. ips conduit fitting. Electrical data for the remote closing solenoid is shown in Table 14.

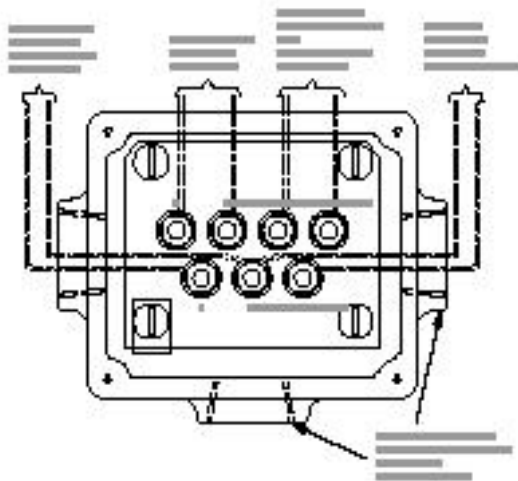


Figure 34.
Junction box terminal arrangement.



Figure 35.
Remote lockout solenoid.

TABLE 13
Electrical Ratings of Remote Lockout Solenoid - Continuous Duty

Catalog No.	Rated Voltage (volts)	Operating Voltage Range (volts)	Steady-State Current Required (amps)
KA475R1	115 ac	95 - 125 ac	0.36
KA475R2	230 ac	190 - 250 ac	0.18
KA475R3	24 dc	18 - 25 dc	2.0
KA475R4	48 dc	36 - 50 dc	4.0
KA475R5	125 dc	90 - 130 dc	0.64
KA475R6	250 dc	180 - 260 dc	0.45



Figure 36.
Remote closing solenoid.

CAUTION: Equipment damage. The remote closing of a locked-out recloser disables the trip-free feature of the yellow, manual operating handle. Never hold the yellow operating handle in the closed position, either electrically by the remote closing accessory, or manually with a hookstick. If a permanent fault is present, and the handle is in the closed position, the unit will continue tripping until the handle is released. Failure to comply can result in equipment damage and personal injury.

TABLE 14
Electrical Ratings of Remote-Closing Solenoid - Intermittent Duty Only

Catalog No.	Rated Voltage (volts)	Operating Voltage Range (volts)	Current Requirements (amps)	
			Inrush	Steady-State
KA486R1	115	100 - 125	32 - 34	3.25
KA486R2	230	200 - 250	16 - 18	1.67

TABLE 15
Electrical Ratings of Remote Block of Reclosing Solenoid - Continuous Duty

Catalog No.	Rated Voltage (volts)	Operating Voltage Range (volts)	Steady-State Current Required (amps)
KA275R1	115	95 - 125	0.2 Blocks when deenergized
KA275R2	230	190 - 250	0.1
KA276R1	115	95 - 125	0.2 Blocks when energized
KA276R2	230	190 - 120	0.1

Reconectores



Guía de programación de controles de reconectores por microprocesador Forma 5

Información de servicio
S280-79-2S



Figura 1. Control de reconectores por microprocesador Forma 5.

Contenido

Información de seguridad	2	Recierre/reintento	22
Avisos de advertencia	2	Medición	23
Instrucciones de seguridad	2	Gestión de base de datos	26
Información del producto	3	Funciones avanzadas	28
Introducción	3	Retardo de cierre manual	28
Aceptación e inspección inicial	3	Histogramas	28
Manejo y almacenamiento	3	Configuración de comunicaciones	29
Normas ANSI	3	Administrador de perfil de datos	32
Normas de calidad	3	Alarmas	35
Descripción	3	Desconexión de carga	39
Software de interfaz Forma 5	4	Accesorio de esquema de lazo.....	40
Instrucciones para el software	4	Accesorio triple-sencillo	43
Instalación del software Forma 5	5	Puntos avanzados de control y de estado	44
Conexiones de comunicaciones	6	Adquisición de datos	45
Protocolos de comunicaciones	6	Registrador de eventos	45
Puertos de comunicaciones de datos	6	Recepción de base de datos de control Forma 5	46
Programación preliminar	7	Impresión de datos	47
Conexión a un control de reconector Forma 5	7	Exportación de datos	47
Preparación	8	Prueba de control de reconector Forma 5	48
Creación de la base de datos inicial	11	Procedimiento de prueba por omisión Forma 5	48
Identificación	11	Prueba de la batería	51
Hardware	12	Valores óptimos de prueba por omisión	52
Esquemas de protección	15	Hoja de prueba de valores por omisión	54

SOFTWARE DE INTERFAZ FORMA 5

Instrucciones para el software

Este manual incluye instrucciones sobre cómo navegar el software de interfaz Forma 5.

Ponga el cursor sobre los objetos especificados en la pantalla y haga clic para obtener las pantallas específicas. Haga clic en los títulos de la barra de menús. Haga clic en los iconos de la barra de herramientas. Vea la Figura 2. Las instrucciones de la barra de menús para el ejemplo se escriben como **Setup** (preparación) > **Security Mode** (modo de seguridad) >. Dentro de una pantalla, haga clic en los botones para obtener una vista anidada. Consulte la Figura 3.

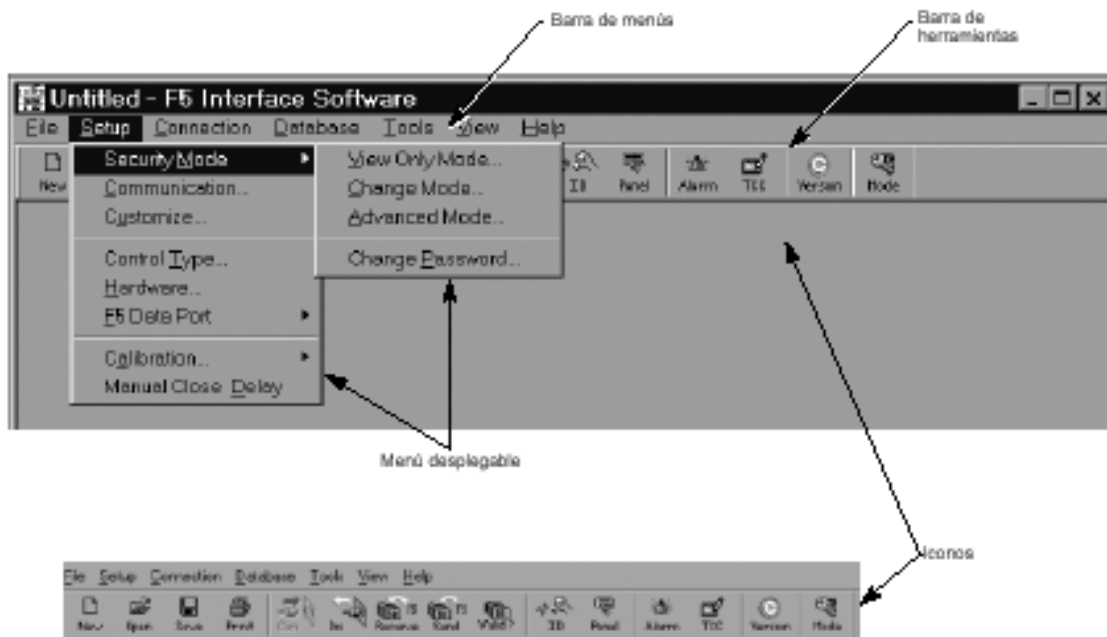


Figura 2.
Barra de menús y barra de iconos.

PRUEBA DE CONTROL DE RECONECTADOR FORMA 5

Procedimiento de prueba por omisión Forma 5

PRECAUCIÓN: Evite el funcionamiento incorrecto del equipo. No conecte este control a un reconectador que tenga conectada su alimentación hasta haber programado y verificado adecuadamente todos sus valores. Consulte la información de programación de este control. El no hacerlo podría causar el funcionamiento incorrecto del control y del reconectador, lesiones personales y daños al equipo.

IMPORTANTE: Se puede poner el control de reconectores Forma 5 fuera de servicio para probarlo y volverlo a poner en servicio sin necesidad de desconectar el reconectador o de interrumpir el servicio del sistema. Sin embargo, mientras el control está fuera de servicio, el reconectador queda inoperante.

IMPORTANTE: El control Forma 5 NOVA CC no puede probarse con el probador Kyle MET estándar. Puede adquirirse un accesorio de caja de conexiones para el probador MET para poder probar el control Forma 5 NOVA CC.

Use este procedimiento para probar el control Forma 5 con los ajustes por omisión realizados en fábrica. Siga todas las precauciones y advertencias que aparecen en las instrucciones de servicio para el control de reconectador Forma 5.

- S280-79-1S *Instrucciones de instalación y funcionamiento del control Forma 5.*
- S280-79-10S *Instrucciones de instalación y funcionamiento del control Forma 5.*
- S280-79-12 *Form 5 LS Installation and Operation Instructions (disponible en inglés solamente).*
- S280-42-3 *Form 5 Triple-Single Installation and Operation Instructions (disponible en inglés solamente).*

Antes de la instalación en un alimentador activo, los ajustes finales del control Forma 5 se deben probar completamente utilizando un procedimiento de prueba adecuado. La Hoja de prueba de valores por omisión del control F5 se da después de estas instrucciones. La sección Valores óptimos de la hoja de prueba de valores por omisión del control F5 indica los valores óptimos para los resultados de las pruebas.

Para llevar a cabo estas pruebas, cambie los ajustes del tablero del control Forma 5 presionando primero el botón Cambiar y luego el botón de la función que desea cambiar.

Ajustes iniciales

1. Aplique 120 (240) VCA a la fase B y neutra del control, en el caso de controles estándar.
2. Enchufe la batería.
3. Verifique que el control esté programado para todos los valores por omisión.
 - Disparo mínimo de fase ajustado a 100 amperes.
 - Disparo mínimo por falla a tierra ajustado a 50 amperes.

4. Desactive la coordinación de secuencia en el esquema normal usando una PC.
5. Active el bloqueo de captación de cargas en frío (LED iluminado) en el tablero del control Forma 5.
6. Active el bloqueo de disparo por fallas a tierra (LED iluminado) en el tablero del control Forma 5.

Prueba de circuito de la batería

1. Presione el botón Cambiar en el tablero.
2. Presione el botón de página anterior hasta que aparezca la pantalla de prueba de batería.
3. Registre los valores para todos los ajustes.
4. Presione el botón Cambiar en el tablero.
5. Presione el botón de prueba de batería en el tablero.
6. Registre los valores de todas las indicaciones.

Prueba de valores de disparo mínimo de fase

1. Verifique que el LED de bloqueo de disparo por fallas a tierra esté iluminado.
2. Ajuste el selector de fase KMET S5 en A.
3. Ajuste el interruptor KMET S4 en la gama de 300 mA.
4. Ajuste el KMET Variac TR1 en cero.
5. Ajuste el interruptor KMET S2 a la posición de prueba de corriente de falla.
6. Presione el botón DISPARO en el tablero.
7. Presione el botón CERRAR en el tablero.
8. Lentamente aumentar el TR1 hasta que se encienda el LED de valor sobre el de disparo mínimo en el tablero. El control debe dispararse rápidamente en el caso de corrientes sobre 105 mA. Registre el valor.
9. Repita los pasos del 4 al 8 para las fases B y C (mueva el KMET S5 a B, luego a C).
10. Cambie el control Forma 5 de esquema de protección normal a esquema alternativo 1.
11. Verifique que el bloqueo de captación de cargas en frío esté activado (LED iluminado) en el tablero.
12. Repita los pasos del 2 al 9 para los esquemas alternativos 1, 2 y 3 del control Forma 5. El control se programa para dispararse a 200 mA en los esquemas alternativos 1, 2 y 3.

Nota: Si el LED de bloqueo de captación de cargas en frío está apagado, el control se disparará en una curva de respuesta de tiempo/comienzo retardada con dos disparos antes del bloqueo durante 30 segundos después del cierre del control, según los ajustes por omisión de bloqueo de captación de cargas en frío del control.

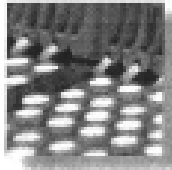
Nota: Si los esquemas alternativos 1, 2 y 3 tienen habilitada la función de coordinación de secuencia mientras se prueba los valores de disparo mínimo del control Forma 5, el control puede pasar por alto las TCC rápidas durante la prueba del disparo mínimo. El control entonces se bloqueará en las TCC retardadas.

Nota: Si el control Forma 5 tiene el modo de conmutador en lugar del esquema 3, el control indicará una corriente sobre el valor de disparo mínimo, pero no se disparará.

Apéndices B.3 Ficha técnica de PLC Momentum

Modicon TSX Momentum

Adaptable systems for
varying needs



Cost effective for distributed IO

For applications requiring small "drops" or concentrations of IO distributed over many locations, the TSX Momentum IO system (Communication Adapters and IO Bases) cost effectively locate IO close to the process on many popular open fieldbus networks. For example, you could have requirements to deploy distributed IO in a PC based control environment. Whether the supported IO network of the PC based control system is Modbus Plus, RFIQ, Ethernet, Interbus, Profibus, DeviceNet, or ControlNet, TSX Momentum can stabilize your designs.

Independent processing

Rather than put a Communication Adapter on the IO Base, you could put a Processor Adapter on instead. Now you'll have a simple, small controller. With the wide variety of IO Bases to choose from on which a Processor Adapter can be

mounted, many applications on the low end can be reached simply and cost-effectively. If stand-alone control of 16 to 32 points is required, there are DC and AC discrete combination input-output bases to deploy. In cases where speed is required, there is a Fast Response IO Base that could be used in conjunction with the FastScan M1 Processor Adapter. And, if analog is required there is a multi-function IO Base that supports four analog inputs, two analog outputs, and six 24 Vdc discretes — four inputs and two outputs. In addition to the standard Modbus programming port, some Processor Adapters have a second port to support TSX Momentum distributed IO. Using the Interbus Communication Adapters, you can distribute over 80 TSX Momentum IO modules up to 8 miles from one CPU and IO Base.

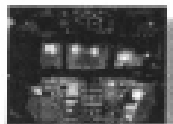
Distributed system

In larger, integrated control architectures, TSX Momentum can offload, simplify, bridge, distribute, consolidate, and otherwise fill the gaps in conventional systems. Being part of the 984

Family of products, TSX Momentum is a natural extension to the Modicon TSX Quantum and TSX Compact architectures.

Integrated architectures

First, as a distributed IO platform, TSX Momentum IO is made-to-order for the Profibus DP and IOBus (Interbus-140 NAD 611 IO) communication modules in the TSX Quantum series, and the IOBus (Interbus-AS BSKF 211) communication module in the TSX Compact series—not to mention Modbus Plus Communication Adapters for the Quantum and Compact. Further, RFIQ IO Communication Adapters provide distributed IO for Modicon TSX Premium and TSX 7 controllers. Then, there are the Processor and Option Adapters, each with their own locally distributed IO, networked together via Modbus Plus and programmatically interlocked into larger Quantum and/or Compact applications! So, whatever your process application needs may be, Modicon is the solution. High speed, low-cost, modular, open architectures.



Modicon TSX Momentum

System architecture



TSX Momentum I/O Bases

TSX Momentum I/O Bases support the rest of the control system – Processors, Option Adapters, and Communication Adapters – which attach to the I/O base. Many types of I/O modules are available, including analog I/O, discrete I/O, multi-function analog, and bi-directional discrete bases. In addition, TSX Momentum's simple, plug-in wiring means installation and maintenance is a snap. You can use either standard 35mm DIN rail to mount the I/O Base, or mount it directly to a panel. Mounted on the I/O Bases are either Communication Adapters or Processor Adapters to control the I/O Base.

TSX Momentum Communications Adapters

When a Momentum I/O Base is coupled with a Communications Adapter, the two form a remote I/O drop that directly connects to virtually any standard fieldbus I/O network. Together, TSX Momentum I/O supports control systems based on personal computers, programmable controllers, and TSX Momentum processors.

TSX Momentum Processor Adapters

When local distributed intelligence is required at the point of control, TSX Momentum has the answer. TSX Momentum M1 Processor Adapters are full-fledged PLCs containing a CPU, RAM and Flash Memory. They are based on the popular Modicon Family, just like the Modicon TSX Compact and Quantum PLCs, and they snap onto the TSX Momentum I/O Base just like the Communications Adapters.

TSX Momentum Option Adapters

The Option Adapters provide the Processor Adapters with additional networking capability, time-of-day clock and battery backup. The Option Adapter connects directly to the I/O Base, and on top of it connects a Processor Adapter.



Modicon TSX Momentum

Communication adapters



Modbus Plus

Modbus Plus is a peer-to-peer network that communicates with up to 64 devices, such as TSX Momentum I/O modules, programmable controllers, computers, Human-Machine-Interfaces (HMI), and other Modbus Plus compatible control devices. Modbus Plus has the capability to communicate I/O data, interlocks, data acquisition, program uploads/downloads, and online programming and monitoring.

Interbus

The Interbus Communication Network is an open architecture network that utilizes a master - slave mode of operation for high speed I/O data communications. Interbus utilizes either a single programmable controller or industrial computer as the network master to communicate with up to 256 slave devices, such as TSX Momentum I/O modules or other Interbus compatible control devices.

I/O Bus

I/O Bus is supported by TSX Momentum with a direct interface as part of the Processor and Communication Adapters, and is compatible with all Interbus devices that do not require the use of the PCP protocol of Interbus. I/O Bus is a high speed field bus capable of reliable, deterministic control of I/O over distances of up to 42,000 feet. The Interbus Communication Adapter for Momentum I/O modules is designed for use with Momentum Processor Adapters or any other control system with an Interbus master device.

Profibus DP

Profibus DP is an open, industry standard communication network that enables Momentum I/O to be used in open architecture control systems with other Profibus DP compatible control products. It provides a flexible, time critical, cost-effective solution for distributing I/O modules throughout a large area.

FIPIO

FIPIO is an industrial communication network that enables TSX Momentum I/O to be used with Telemecanique TSX Premium, TSX Series 7 and April programmable controller systems as well as other FIPIO compatible control products.

Ethernet I/O

The use of Modbus, TCP/IP, and Ethernet allows connection to Schneider Automation control products, including TSX Momentum I/O Modules, and provides access to operations data from field devices on the manufacturing floor on up through to the Plant Wide Enterprise. Ethernet utilizes an IP addressing scheme which permits a nearly unlimited number of units or connections on the network. And with the use of standard Ethernet routers, hubs, and bridges, the performance and distance capabilities of the network can be tailored to meet the needs of almost any control system.

Model Numbers	171CCC96020	171CCC98020	171CCC96030	171CCC98030
CPU	186 based (AMD)	186 based (AMD)	186 based (AMD)	186 based (AMD)
Clock Speed	50 MHz	50 MHz	50 MHz	50 MHz
Word length	18 bit	18 bit	18 bit	18 bit
RAM Memory	512K	512K	544K	544K
Flash Memory	512K	512K	1M	1M
984 LL Program				
Logic Memory	18K words	18K words	18K words	18K words
Registers	24K words	24K words	24K words	24K words
IEC Program				
Logic Memory	N/A	N/A	200 K bytes	200 K bytes
I/O capacity-total	8192 in/8192 out	8192 in/8192 out	8192 in/8192 out	8192 in/8192 out
I/Obus capacity	4096 I/O points	N/A	4096 I/O points	N/A
Logic solve time	130µ sec/K typical	130µ sec/K typical	130µ sec/K typical	130µ sec/K typical
Comm. Port 1	Ethernet-Modbus TCP/IP	Ethernet-Modbus TCP/IP	Ethernet-Modbus TCP/IP	Ethernet-Modbus TCP/IP
Comm. Port 2	I/Obus (Interbus)	Modbus RS-485	I/Obus (Interbus)	Modbus RS-485
Web Pages	5 - Embedded	5 - Embedded	5 - Embedded	5 - Embedded
Programming Software	Concept 984 Ladder Logic - version 2.2 ProWORX 984 Ladder Logic - version 2.0 Concept IEC - version 2.2			

- ¹ A total of 8192 0x or 1x discretics can be configured for use in the program logic.
- ² A total of 26032 3x or 4x registers can be configured for use in the program logic.
- ³ This limit applies to the number of bits that can be assigned using the I/O Map for the I/Obus port. You can assign up to 4096 Input/Output bits.
- ⁴ I/O can be further extended using one of the Modbus Plus Option Adapters and the Peer Cop functionality.

Apéndice B.4 Ficha Técnica del Switch cisco 3550



Data Sheet

Cisco **Catalyst 3550** Series Intelligent Ethernet Switches

Product Overview

The Cisco Catalyst[®] 3550 Series Intelligent Ethernet Switches is a line of enterprise-class, stackable, multilayer switches that provide high availability, security and quality of service (QoS) to enhance the operation of the network. With a range of Fast Ethernet and Gigabit Ethernet configurations, the Catalyst 3550 Series can serve as both a powerful access layer switch for medium enterprise wiring closets and as a backbone switch for small networks. Customers can deploy network-wide intelligent services, such as advanced QoS, rate-limiting, Cisco security access control lists, multicast management, and high-performance IP routing—while maintaining the simplicity of traditional local area network (LAN) switching. Embedded in the Catalyst 3550 Series is the Cisco Cluster Management Suite (CMS) Software, which allows users to simultaneously configure and troubleshoot multiple Catalyst desktop switches using a standard Web browser. Cisco CMS Software provides new configuration wizards that greatly simplify the implementation of converged networks and intelligent network services.

The Catalyst 3550-24 PWR switch can provide a lower total cost of ownership for deployments that incorporate Cisco IP phones and/or Cisco Aironet wireless LAN access points. With up to 15 Watts of integrated inline power on every 10/100 port, the switch provides maximum device support and eases new technology deployments by eliminating the need for wall power to each IP phone or wireless LAN access point. Additionally, delivering power via the Catalyst 3550-24 PWR switch eliminates the cost for additional electrical cabling that would otherwise be necessary in wireless LAN and IP phone deployments. Maximum power availability for a converged voice and data network is attainable when a Catalyst 3550 Switch is combined with the Cisco Redundant Power System 675 (RPS 675) for seamless protection against internal power supply failures and an uninterruptible power supply (UPS) system to safeguard against power outages.



The Cisco Catalyst 3550 Series Intelligent Ethernet Switches include the following configurations:

- Catalyst 3550-24 Switch—24 10/100 ports and two Gigabit Interface Converter (GBIC)-based Gigabit Ethernet ports; 1 rack unit (RU)
- Catalyst 3550-24 PWR Switch—24 10/100 ports with integrated inline power and two GBIC-based Gigabit Ethernet ports; 1 RU
- Catalyst 3550-24-DC Switch—24 10/100 ports and two GBIC-based Gigabit Ethernet ports; 1 RU; DC-powered
- Catalyst 3550-24-FX Switch—24 100FX ports and two GBIC-based Gigabit Ethernet ports; 1 RU
- Catalyst 3550-48 Switch—48 10/100 ports and two GBIC-based Gigabit Ethernet ports; 1 RU
- Catalyst 3550-12G Switch—10 GBIC-based Gigabit Ethernet ports and two 10/100/1000BASE-T ports; 1.5 RU
- Catalyst 3550-12T switch—10 10/100/1000BASE-T ports and two GBIC-based Gigabit Ethernet ports; 1.5 RU

The built-in Gigabit Ethernet ports accommodate a range of GBIC transceivers, including the Cisco GigaStack™ GBIC, 1000BASE-T, 1000BASE-SX, 1000BASE-LX/LH, 1000BASE-ZX and CWDM GBICs. The dual GBIC-based Gigabit Ethernet implementation on the Fast Ethernet configurations provides customers tremendous deployment flexibility—allowing customers to implement one type of stacking and uplink configuration today, while preserving the option to migrate that configuration in the future. High levels of stack resiliency can also be implemented by deploying dual redundant Gigabit Ethernet uplinks, a redundant GigaStack GBIC loopback cable, UplinkFast and CrossStack UplinkFast technologies for high-speed uplink and stack interconnection failover, and Per VLAN Spanning Tree Plus (PVST+) for uplink load balancing. This Gigabit Ethernet flexibility makes the Catalyst 3550 switches an ideal LAN edge complement to the Cisco Catalyst 6500 family of Gigabit Ethernet optimized core LAN switches.

Included with the Catalyst 3550-24, 3550-24 PWR, 3550-24-DC, 3550-24-FX and 3550-48 are the Standard Multilayer Software Image (SMI) or the Enhanced Multilayer Software Image (EMI). The SMI feature set includes advanced QoS, rate-limiting, access control lists (ACLs), and basic static and routed information protocol (RIP) routing functionality. The EMI provides a richer set of enterprise-class features including advanced hardware-based IP unicast and multicast routing and the Web Cache Communication Protocol (WCCP). After initial deployment, the EMI Upgrade Kit gives users the flexibility to upgrade to the EMI. The Catalyst 3550-12T and 3550-12G are only available with the EMI.

Figure 1 Catalyst 3550 Series Switches





Product Features and Benefits

Table 1 Product Features and Benefits

Feature	Benefit
Availability/Scalability	
High-Performance IP Routing	<ul style="list-style-type: none"> • Cisco Express Forwarding (CEF)-based routing architecture performed in hardware to deliver extremely high-performance IP routing. • Support for basic IP unicast routing protocols (static, RIPv1, RIPv2) for small network routing applications. • Support for advanced IP unicast routing protocols (OSPF, IGRP, EIGRP, BGPv4) for load balancing and constructing scalable LANs - requires EML. • Inter-VLAN IP routing for full Layer 3 routing between two or more VLANs. • Equal cost routing for load balancing and redundancy. • Protocol-Independent Multicast (PIM) for IP multicast routing within a network that enables the network to receive the multicast feed requested and for switches not participating in the multicast to be pruned support for PIM sparse mode (PIM-SM), PIM dense mode (PIM-DM), and PIM sparse-dense mode - requires EML. • Distance Vector Multicast Routing Protocol (DVMRP) tunneling for interconnecting two multicast-enabled networks across non-multicast networks—requires EML. • Failback bridging for forwarding of non-IP traffic between two or more VLANs. • Cisco Hot Standby Router Protocol (HSRP) to create redundant fail-safe routing topologies.
Superior Redundancy for Fault Backup	<ul style="list-style-type: none"> • Cisco UplinkFast/BackboneFast technologies ensure quick fail-over recovery enhancing overall network stability and reliability. • CrossStack UplinkFast (CSUF) technology provides increased redundancy and network resiliency through fast spanning-tree convergence (less than two seconds) across a stack of switches using GigaStack GBICs in an independent stack backplane cascaded configuration. • IEEE 802.1w Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP) provides rapid convergence of the spanning tree independent of spanning-tree timers. • Supports Cisco HSRP to create redundant fail-safe routing topologies. • Redundant stacking connections provide support for a redundant loopback connection for top and bottom switches in an independent stack backplane cascaded configuration. • Command switch redundancy enabled in the CMS Software allows customers to designate a backup command switch that takes over cluster management functions if the primary command switch fails. • Provides unidirectional link detection (UDLD) and Aggressive UDLD for detecting and disabling unidirectional links on fiber-optic interfaces caused by incorrect fiber-optic wiring or port faults. • Switch port Auto-recovery (or "errDisable") automatically attempts to re-enable a link that becomes disabled due to a network error. • Support for Cisco's optional Redundant Power System 300 (RPS 300 supports all Catalyst 3550 Switches except the Catalyst 3550-24 PWR) and/or the Redundant Power System 675 (RPS 675 supports all Catalyst 3550 Switches) that provides superior internal power source redundancy for up to six Cisco networking devices resulting in improved fault tolerance and network uptime.

Apéndice B.5 Ficha Técnica del Router cisco 1721.



Data Sheet

Cisco 1700 Series Modular Access Routers **Cisco 1721 and Cisco 1720**

The Cisco 1720 Modular Access Router and the enhanced Cisco 1721 Modular Access Router are designed to help organizations embrace the productivity benefits of e-business applications. The Cisco 1721 and 1720 routers enable e-business by delivering secure Internet, intranet, and extranet access with virtual private networks (VPNs) and firewall technology. The Cisco 1721 and 1720 routers offer:

- Wide array of WAN access options, including high-speed business-class digital subscriber line (DSL)
- High-performance routing with bandwidth management
- Inter-virtual LAN (VLAN) routing (Cisco 1721 only)
- VPN access with firewall option

The Cisco 1721 (shown below in Figure 1) is an enhanced version of the award-winning Cisco 1720 Modular Access Router. The Cisco 1721 offers higher performance, additional functionality, and increased memory capacity over the Cisco 1720. In addition, the Cisco 1721 supports standards-based IEEE 802.1Q VLAN routing, which enables enterprises to set up multiple VLANs and route between them for added security within the internal corporate network.

Powered by Cisco IOS[®] Software, the Cisco 1721 and 1720 routers provide a cost-effective solution for small and medium businesses and enterprise small branch offices to support e-business applications through a comprehensive feature set in a compact design.

The Cisco 1721 and 1720 offer the following key features:

- A RISC processor to support high-performance routing, encryption, and broadband services
- One autosensing 10/100 Fast Ethernet port
- Two WAN interface card (WIC) slots that support the same data WAN interface cards as the Cisco 1600, 2600, and 3600 routers
- One auxiliary (AUX) port (up to 115.2-kbps asynchronous serial)
- One console port
- One internal expansion slot for the hardware-assisted VPN encryption card (MOD1700-VPN)

Figure 1:
The Cisco 1721 Router delivers a versatile e-business WAN access solution.



Cisco Systems, Inc.

All contents are Copyright © 1992-2002 Cisco Systems, Inc. All rights reserved. Important Notices and Privacy Statement.

Page 1 of 12



To see a comparison of the products, review Table 1 below.

Table 1 Cisco 1721 and 1720 Product Comparison

Feature	Cisco 1721	Cisco 1720
Routing Performance (based on 64-byte packet)	12,000 packets per second	8,400 packets per second
DRAM (default/maximum)	32 MB/96 MB	32 MB/48 MB
Flash (default/maximum)	16 MB/16 MB (Nonupgradable)	8 MB/16 MB
IEEE 802.1Q VLAN Routing	Yes	No
Encryption Module LED Indicator	Yes	No

The Cisco 1700 Series supports the value of end-to-end Cisco network solutions with the following benefits:

- **Flexibility**—The modular Cisco 1721 and 1720 adapt easily to fit the needs of growing businesses. Interchangeable WAN interface cards enable easy additions or changes in WAN technologies without requiring a forklift upgrade of the entire platform. Modular data slots enable users to tailor data services as needed.
- **Security**—The Cisco 1721 and 1720 support hardware-assisted wire-speed Triple Digital Encryption Standard IP Security (3DES IPSec) VPN encryption (using optional VPN module), a Cisco IOS Software-based stateful inspection firewall, and an intrusion detection system (IDS) that allows customers to keep their data safe.
- **Business-class DSL**—Business-class DSL is delivered through the optional asymmetric DSL (ADSL) or symmetrical high-bit rate DSL (G.shdsl) WICs. The Cisco 1700 Series business-class DSL solution combines the cost benefits of DSL service with the advanced routing capability required for business use of the Internet. Through enhanced DSL quality-of-service (QoS) features, performance levels for mission-critical applications and toll-quality voice/data integration are guaranteed.
- **Traffic management**—The Cisco 1721 and 1720 are based on Cisco IOS Software, the accepted standard for Internet operations. Cisco IOS Software allows traffic prioritization by user or application, ensuring that the most strategic e-business applications and time-sensitive applications perform as expected.

E-Business Applications

VPN and Security

The Cisco 1721 and 1720 routers are part of the end-to-end Cisco VPN solution. VPNs create secure connections via the Internet to connect geographically dispersed offices, business partners, and remote users while providing security, traffic prioritization, management, and reliability equal to that of private networks.

By supporting industry standards, IPSec, Layer 2 Tunneling Protocol (L2TP), and DES and 3DES, the Cisco 1721 and 1720 routers deliver robust VPN solutions to ensure data privacy, integrity, and authenticity.

The optional VPN hardware encryption module for Cisco 1721 and 1720 routers further optimizes VPN encryption performance. By offloading encryption tasks to the VPN module, the router processor is freed to handle other operations. The VPN module accelerates the rate at which encryption occurs, speeding the process of transmitting secure data, a critical factor when using 3DES encryption.



The Cisco 1721 and 1720 routers offer integrated security features, including stateful inspection firewall functionality and IDS as an optional Cisco IOS Software feature. By deploying Cisco IOS Software firewall functionality, customers do not need to purchase or manage multiple devices, thus simplifying network management and reducing capital costs.

Cisco IOS Software firewall security features include access control lists (ACLs), user Authentication, Authorization, and Accounting (such as Password Authentication Protocol/Challenge Handshake Authentication Protocol [PAP/CHAP], TACACS+, and Remote Access Dial-In User Service [RADIUS]). These security features provide the optimal level of firewall protection to customers.

The Cisco 1700 Series routers support the Cisco Easy VPN Remote feature that allows the routers to act as remote VPN clients. As such, these devices can receive predefined security policies from the headquarters' VPN head-end, thus minimizing configuration of VPN parameters at the remote locations. This solution makes deploying VPN simpler for remote offices with little IT support or for large deployments where it is impractical to individually configure multiple remote devices. While customers wishing to deploy and manage site-to-site VPN would benefit from Cisco Easy VPN Remote because of its simplification of VPN deployment and management, managed VPN service providers and enterprises who must deploy and manage numerous remote sites and branch offices with IOS routers for VPN will realize the greatest benefit.

The Cisco 1700 Series routers also support the Cisco Easy VPN Server feature that allows a Cisco 1700 router to act as a VPN head-end device. In site-to-site VPN environments, the Cisco 1700 router can terminate VPN tunnels initiated by the remote office routers using the Cisco Easy VPN Remote. Security policies can be pushed down to the remote office routers from the Cisco 1700 router. In addition to terminating site-to-site VPNs, a Cisco 1700 router running the Unified VPN Access Server can terminate remote access VPNs initiated by mobile and remote workers running Cisco VPN client software on PCs. This flexibility makes it possible for mobile and remote workers, such as sales people on the road, to access company intranet where critical data and applications exist.

Business-Class DSL

The Cisco 1721 and 1720 routers support business-class DSL through the optional ADSL or G.shdsl WICs.

The Cisco 1721 and 1720 business-class DSL solution combines the cost benefits of DSL service with the advanced routing capability required for business use of the Internet. Through enhanced DSL QoS features, performance levels for mission-critical applications are guaranteed. (See Figure 2.)

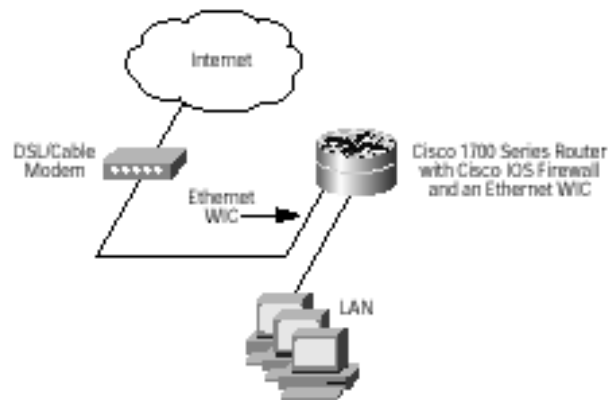
Figure 2
The Cisco 1700 Series Deployed with an ADSL WIC





When equipped with optional Ethernet WICs, the Cisco 1700 Series supports a two- or three-Ethernet configuration, enabling deployment with an external broadband modem (such as DSL, cable modem, or wireless modem)—often supplied by a service provider as a demarcation point and deployment of a demilitarized zone (DMZ). (See Figure 3.)

Figure 3:
The Cisco 1700 Series Deployed with an Ethernet WIC and an External DSL or Cable Modem



Comprehensive Feature Set and Benefits

The Cisco 1721 and 1720 offer a broad set of features designed to allow businesses to attain maximum benefits on their investment and to easily deploy e-business solutions. See Table 2 for key features and benefits.

Table 2 Cisco 1721 and 1720 Key Features and Benefits

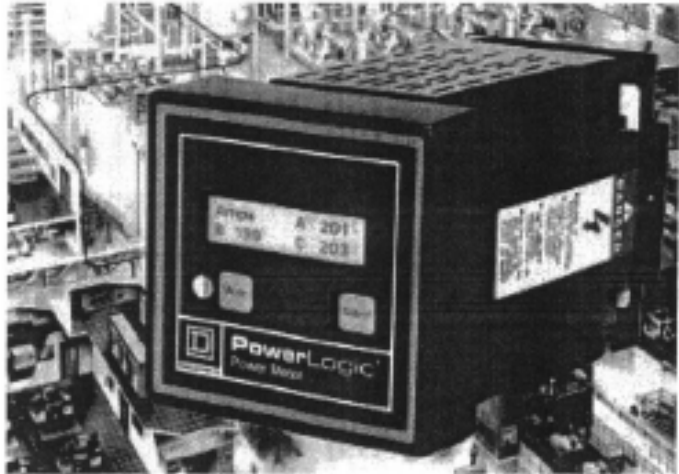
Features	Benefits
Flexibility and Investment Protection	
Modular Architecture	<ul style="list-style-type: none"> • Wide array of WAN options provide flexibility and investment protection by accommodating future technologies while providing a solution to meet today's needs
WAN Interface Cards Shared with Cisco 1600, 2600, and 3600 Routers	<ul style="list-style-type: none"> • Reduces cost of maintaining inventory • Offers lower training costs for support personnel • Protects investments through reuse on various platforms

Apéndice B.6 Ficha técnica del Medidor Power Meter

Class 3020

POWERLOGIC® Power Meter

The POWERLOGIC Power Meter is capable of replacing a full complement of basic analog meters. This cost effective, high performance meter can operate as a stand-alone device or as part of a POWERLOGIC Power Monitoring System to help reduce energy and maintenance costs by providing valuable power information.



Power Meter Features

- True rms metering to the 31st harmonic
- Certified ANSI C12.15 revenue accuracy
- UL Listed, CSA Approved, CE Marking, NEM Approved
- 0.25% accuracy on current and voltage
- All readings are scaled to their actual values without the need for a multiplier
- THD readings for each metered phase of current and voltage
- Onboard data and event logging
- Simultaneous display of phase A, B, C quantities
- Flexible mounting with separate meter and display
- Optional display mounts in standard 1% meter cutout
- Easy retrofit into existing power equipment
- No PTs or separate control power required up to 600V
- Flexible communication options including Modbus® RTU and POWERLOGIC protocols
- KYZ pulse initiator for communication to energy management systems

Economical Metering Solution

- Neutral current monitoring to detect overloaded neutrals
- Individual machine load monitoring
- Available feeder capacity monitoring (peak demand current)
- Load monitoring for predictive maintenance/troubleshooting
- Departmental kWh cost allocation
- Remote meter reading and data logging from a personal computer using POWERLOGIC System Manager™ software and RS-485 communications

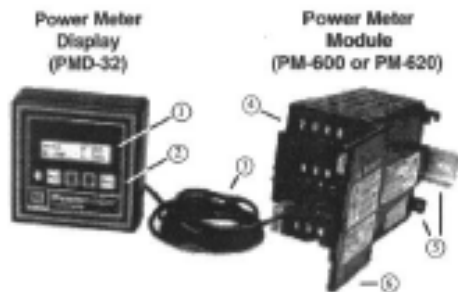
Reduce Costs and Maintain Power System Reliability

The POWERLOGIC Power Meter is designed for use in basic power metering applications. It can replace conventional metering devices such as ammeters, voltmeters, and watt-hour meters while providing powerful capabilities not offered by analog metering. The power meter's true rms readings (31st harmonic response) accurately reflect non-linear circuit loading more than conventional analog metering devices. The power meter calculates the neutral current, which can assist in identifying overloaded neutrals due to either unbalanced single phase loads or triplen harmonics. Circuits can be closely monitored for available capacity by keeping track of the peak average demand current. Accurate circuit loading information is essential to get the most out of existing power equipment while maintaining power system reliability.

The power meter provides a full complement of accurate true rms metering values through the optional display, or via the standard RS-485 communication port to a POWERLOGIC Power Monitoring and Control System. A model PM-600 power meter module replaces a full complement of basic analog meters including a watt-hour meter. The model PM-620 power meter module extends the metering capabilities to report demand readings for power and current including the date and time of peak demand. The model PM-620 also provides neutral current and per phase THD for each metered current and voltage. The model PM-650 extends the metering capabilities further to provide min/max readings and basic onboard alarming and logging. Refer to the tables for information about the metering values reported by each model. Each model also includes a KYZ output to communicate energy and demand information to third party systems.



POWERLOGIC Power Meter



Power Meter Module and Display Features

- ① 2-line x 16 character LCD display
- ② Tactile function keys
- ③ Multi-conductor communication cable (up to 50 feet)
- ④ Control power, metering KYZ and communications connections
- ⑤ Panel or DIN rail mounting
- ⑥ Removable terminal shield

Mounting and Connection Flexibility

The power meter's small size and variety of mounting configurations allow it to be readily installed in new equipment or retrofit into existing equipment. The power meter module can be mounted onto a 35mm DIN rail, or it can be mounted on any flat surface using its four mounting feet. For added simplicity in retrofit installations, the panel mounting hole patterns for both the power meter module and the optional power meter display match the conventional 4-inch ammeter/voltmeter spacing so the meter and the display can be mounted back-to-back on opposite sides of a panel surface. In metering installations of 600 V and below, the power meter provides additional savings in both cost and mounting space by eliminating the need for PTs and control power transformers.

The power meter accepts inputs from standard 5 A CTs and has full scale input of 10 A. The voltage inputs can be directly connected to 3 phase circuits of 600 V and below without the need for PTs. For higher voltage circuits, the power meter accepts a full range of PT primary values with control power derived from the PTs or from a separate source of ac or dc control power.

Versatile Display

The optional power meter display mounts in the same space as a conventional 4-inch ammeter and is connected to the power meter module with a communication cable. With the 2-line by 16-character LCD display, the user can view metering data, and access the password protected meter setup and resets menus. Since the power meter display can be mounted up to 50 feet away from the power meter module, power metering can now be installed in tight equipment spaces without sacrificing convenient and affordable local display. The power meter display cable connects to the meter using a standard RJ-11 connector which provides both communications and control power to the display. If local display is not required on every meter, one display can be used to setup any number of power meters to communicate with POWERLOGIC application software. The communications port on the power meter display is optically isolated from the 600 V metering connections.

Setup and resets are password protected and are easily done through the power meter display or via the network using System Manager™ 3000 software. From the optional display, POWERLOGIC or Modbus RTU protocols can be selected. No DIP switches or other hardware adjustments are required for setup. All readings are scaled to their actual values without the need for a multiplier.

Advanced Functionality

In addition to the basic metering functions, the power meter increases its value to you with advanced functionality features.

- **Power Quality Readings** – Total Harmonic Distortion (THD) for current and voltage readings indicate potential power quality problems, which unchecked, could disrupt critical processes or damage equipment.
- **Min/Max Readings** – Min/max readings provide measurements of extreme meter values needed for maintenance purposes. These readings can be viewed and reset from the display. Min/max resets are password protected.
- **Alarm/Relay Functions** – The PM-650 has onboard alarms. Alarm functions include over/under conditions for voltage, current, frequency, and phase unbalances. In addition, these alarms can be assigned to operate the solid-state output.

- **Event Logging** - When an alarm condition occurs, the PM-650 power meter logs the event in nonvolatile memory. These events can be viewed from the display or POWERLOGIC software.
- **Data Logging** - As part of a comprehensive power monitoring system, the PM-650 expands metering capabilities with data logging. Values are stored in nonvolatile memory, preserving critical data for the interval between logging updates via communications with the system computer. All metered values are available for recording at user defined intervals, offering total flexibility. A typical log configuration is recording demand readings for KW, KVAR, and kVA, at hourly intervals, storing 3 days of information. The meter is pre-configured from the factory to log the following values:
 - Line-to-Line Voltages for Phases A-B, B-C, C-A
 - True Power Factor
 - Present Current Demand for Phases A, B, C, and neutral
 - kW Demand - 3 Phase Total
 - KVAR Power Demand - 3 Phase Total
 - kVA Power Demand - 3 Phase Total

POWERLOGIC application software is used to customize data log configurations.

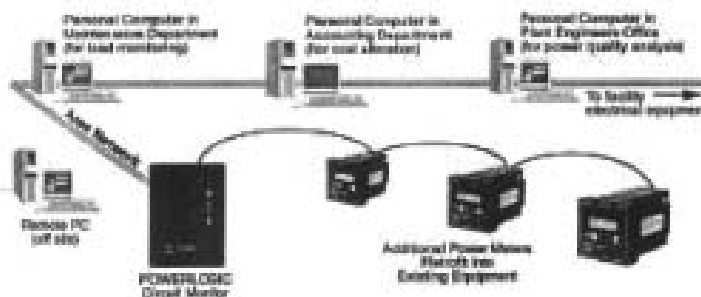
POWERLOGIC System Compatibility

The power meter supports standard POWERLOGIC RS-485 communications up to 19,200 Baud with communications links up to 10,000 feet. A meter can quickly be installed into any existing POWERLOGIC system. The power meter is fully integrated into the latest POWERLOGIC application software, System Manager 3000. SMS-3000 software enables users to manage their electrical distribution systems by providing tabular and graphical data displays, alarms, real time and historical time trend tables and graphs, and reports. Power meter setup, reset operations, and wiring diagnostics can also be performed from a remote personal computer using System Manager 3000 software.

POWERLOGIC power monitoring devices and systems assist in equipment monitoring for cost allocation, troubleshooting, predictive maintenance, planning, and more. The lower installed cost of the power meter makes it possible for facilities to monitor many smaller, less critical feeder circuits enabling whole facility power monitoring.

POWERLOGIC Power Meter Feature Comparison

Meter Feature	Values	Model PM-650	Model PM-620	Model PM-653
Current, per phase	A, B, C	●	●	●
Current, neutral	N		●	●
Volts, L-L	A-B, C-B, C-A	●	●	●
Volts, L-N	A-N, B-N, C-N	●	●	●
Real power (kW)	A, B, C, total	●	●	●
Reactive power (KVAR)	A, B, C, total	●	●	●
Apparent power (kVA)	A, B, C, total	●	●	●
Power factor (true)	A, B, C, total	●	●	●
Frequency		●	●	●
Real energy (kWh)	3 phase total	●	●	●
Reactive energy (kVARh)	3 phase total	●	●	●
Apparent energy (kVAh)	3 phase total	●	●	●
Energy accumulation modes	Signed, absolute, energy in, energy out	●	●	●
RTZ output		●	●	●
RS-485 POWERLOGIC and Modbus RTU communications		●	●	●
THD, voltage & current	A, B, C		●	●
Current demand	A, B, C, N, present & peak		●	●
Real power demand (kWd)	3 phase total, present & peak		●	●
Reactive power demand (kVARd)	3 phase total, present & peak		●	●
Apparent power demand (kVAh)	3 phase total, present & peak		●	●
Disturbance storage	Peak demand, power up/down, trips		●	●
Predicted power demand	kW, kVAR, kVA			●
Onboard alarm	Under/over conditions, phase unbalance conditions			●
Minimal readings	Frequency, current, voltage, power, power factor, THD			●
Data and event logs				●
Advanced demand options	Sync'd to cosine, sliding block calculation			●



Example of a POWERLOGIC Power Monitoring and Control System

Apéndice B.7 Ficha técnica de UPS

Increased Critical Device Uptime All the Technical Features You're Looking For

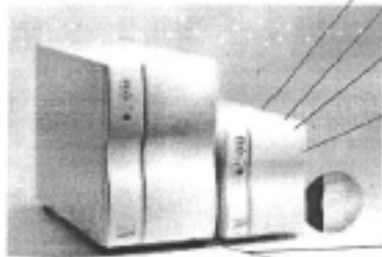
Features	Benefits
▶ Smart battery management	The built-in microprocessor optimizes the charging sequence to prolong battery life and reduce charging time to only 3 hours, 80% capacity
▶ Sine wave output	Total compatibility with sensitive power supplies
▶ Extended back-up time (EX 10 & above)	Up to 4 hours of battery runtime for Internet servers or Telecom applications by adding hot-swappable modules to the UPS

On-Line Technology Delivers More Than Traditional Line-Interactive UPSs

Features	Benefits
▶ Continuous voltage regulation	Longer life for your computer hardware. Continuous voltage regulation prevents output voltage disturbances typical of line-interactive UPSs
▶ Input power factor correction	Reduces harmonics. Increases UPS output power
▶ Wider input operating range	In extreme brownout conditions (down to 70 volts at 1/3 load), the UPS continues to operate without switching to batteries
▶ Light weight	Heavy 60 Hz magnetics eliminated
▶ Low profile rack-mounted unit	Saves valuable space in rack enclosure

For Any Network Application

Whatever your need is, there is an EX waiting for you, in two convenient form factors, Tower or Rack-mount.



Pulsar EX 7 (700 VA)

For high-end workstations or PBXs

Pulsar EX 10 (1000 VA)

For workgroup servers

Pulsar EXB

Battery extension for EX models (1000-3000 VA)

Pulsar EX 15 (1500 VA)

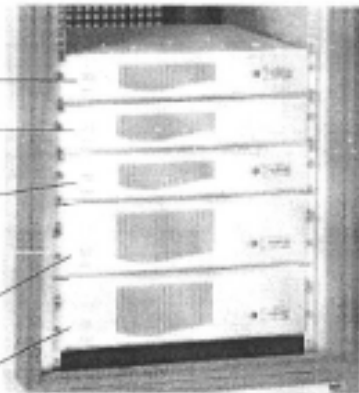
For departmental servers

Pulsar EX 20 (2000 VA)

For up to 4 servers

Pulsar EX 30 (3000 VA)

For up to 6 servers



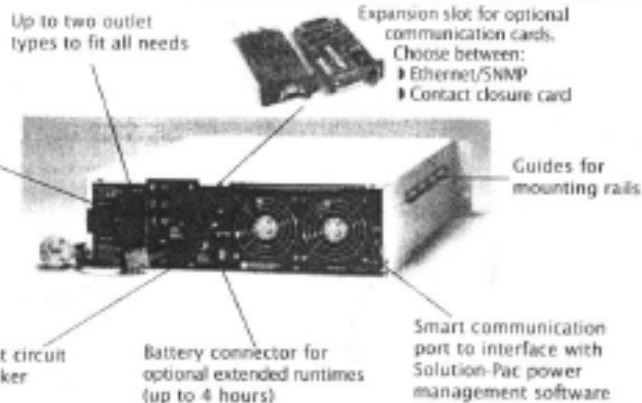
Convenient Installation



Integrated handles make it easy to slide UPS out of any enclosure



Includes universal rail system to install the UPS in any enclosure



Up to two outlet types to fit all needs

Expansion slot for optional communication cards. Choose between:
▶ Ethernet/SNMP
▶ Contact closure card

Facility wiring fault indicator

Guides for mounting rails

Input circuit breaker

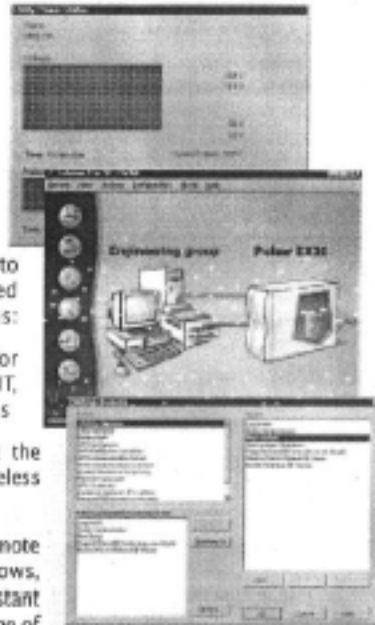
Battery connector for optional extended runtimes (up to 4 hours)

Smart communication port to interface with Solution-Pac power management software

Perfect Network Integration Solution-Pac Power Management Software

All EX models are supplied with MGE's **Solution-Pac software**. This is the most comprehensive tool available for power management, UPS remote control, automation of everyday tasks (e.g. server startup & shutdown) and for setup of proactive measures during emergencies (orderly system shutdown, paging, etc.). Solution-Pac/WAN uses a TCP/IP-based, distributed architecture to take advantage of unmatched network communication capabilities:

- ▶ Cross-platform compatibility for a combination of Windows NT, NetWare, Unix, OS/2 and VAX systems
- ▶ Multiple server shutdown, without the use of bulky, expensive and featureless external splitter boxes
- ▶ Built-in SNMP capabilities for remote management from Solution-Pac Windows, Unix-based consoles or from a distant network management system using one of the snap-in applications for CA Unicenter TNG, HP OpenView, IBM NetView or SunNetManager included in the Management-Pac CD-ROM (optional)



Direct Network Connection

In addition to the convenient proxy agents provided with Solution-Pac, the optional Ethernet/SNMP card provides direct network connection. The UPS will have its own IP address and ability to remotely control the server it protects. The optional status card is used for telecom applications where only basic information such as "UPS on battery" or "low battery" is required. It is also used to interface Pulsar EX with an IBM AS/400.

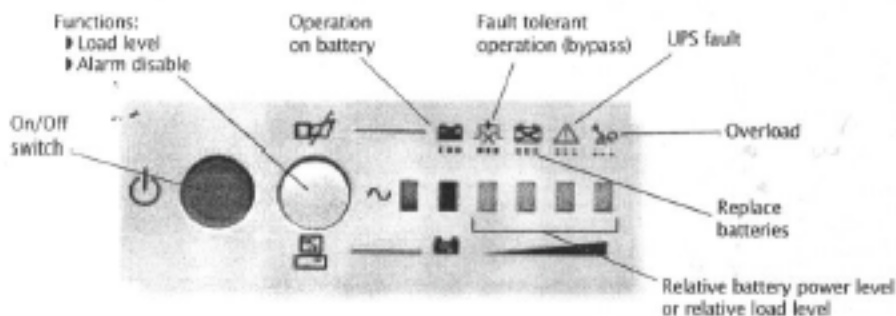


Environment Monitoring

The optional UM Sensor monitors the temperature and humidity of the network room where UPS is installed. Eight external alarms including access control or smoke detection can also be managed. UM Sensor interfaces with Solution-Pac power management software.

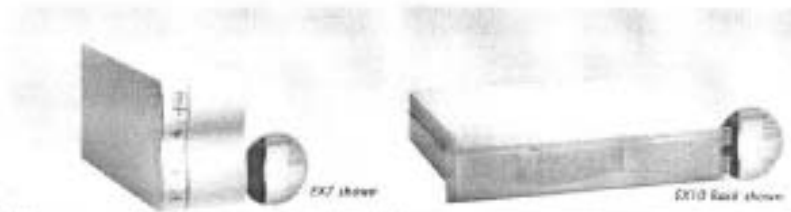


Comprehensive Display and Controls



Pulsar EX Specifications

Dimensions and Weights



Model No.	Part No.	Dimensions Width (In.)	Height (In.)	Part No.	Dimensions Width (In.)	Weight (Lbs.)
EX 7 (700VA/400W)	89007	5.7x8.7x15.8	27			
EX 10 (1000VA/200W)	89010	5.7x8.7x15.8	31	89010R	20-19x3.5x16.3	38
EX 15 (1500VA/1050W)	89015	5.7x8.7x15.8	43	89015R	20-19x3.5x19.5	51
EX 20 (2000VA/1400W)	89021	7.6x13x17	77	89021R	3U-19x5.3x21.8	88
EX 30 (3000VA/2100W)	89030	7.6x13x17	77	89030R	3U-19x5.3x21.8	92
EXB 10 battery extension	89011	5.7x8.7x15.8	42	89011R	2U-19x3.5x16.25	49
EXB 15 battery extension	89016	5.7x8.7x15.8	56			
EXB 20/30 battery extension	89031	7.6x13x17	110			
Rack Kit EXB 10/15	8806U	6U-19x10.5x19	20			
Rack Kit EXB 20/30	8807U	5U-19x8.8x19	20			
EX 20 maintenance bypass	89020MBP	7.6x13x17	15			
EX 30 maintenance bypass	89030MBP	7.6x13x17	15			
EX 30 208 or 240 VAC stepup transformer	89032	7.6x13x17	65			

Sizing Guide and Battery Runtimes

	Sm. Business Server	Work-group Server	Departmental Server	2 Each PC Servers	Enterprise PC Server	RISC Server	5 Each PC Servers	6 Each PC Servers
Power (VA)	300	700	1000	1250	1500	2000	2500	3000
EX 7	23	8						
EX 10	50	16	9					
EX 15	60	18	10	8	5			
EX 20	139	45	23	19	17	10		
EX 30	180	45	23	19	17	10	8	5

Fig. 2 PC servers are protected for 8 minutes with an EX15, or 18 minutes with an EX20/30.

Characteristics

	EX7	EX10	EX15	EX20	EX30
Efficiency					
Input voltage range	700/430	1000/700	70/130 VAC 1500/1050	3000/1400	3000/2100
Output power (VA/W)			120 WAC ±5%		
Output voltage			True on-line double conversion 47-53 Hz or 57-65 Hz, pure-sine ±0.5%		
No. modules					
Input frequency range					
Input power factor					
Input plug	NEMA 5-15 w/IE cord	NEMA 5-15 w/IE cord	NEMA 5-15 w/IE cord	NEMA 5-20 w/IE cord	NEMA 5-30 w/IE cord
Output receptacles	3, NEMA 5-15	5, NEMA 5-15	3, NEMA 5-15	NEMA L5-20, 5, NEMA 5-15	NEMA L5-30, 3, NEMA 5-15
Cable length			3 ft		
EMI rating			Class B		
Batteries					
Backup time (100% load)	8 min.	9 min.	5 min.	10 min.	5 min.
Backup time with extension module(s)					
One-two, 3/8 module(s), 1/8 RN load	N/A	20/30 min.	10/15 min.	40/90 min.	30/60 min.
Recharge time (internal battery, 80%)			2 (max)		
			Periodic automatic self-test frequency adjustable using EX Driver, protection against deep discharge, Safety IEC, IEC 4, large ANTI-STATIC ESD-AS Chip & EMI/RFI, production, logistics and service (ISO 9001)		
Peak Performance					
Overload bypass					
Connectivity					
User interface					
Diagnosics					
Communication					
Software provided					
Protocols supported					
Network boards supported					
Environment					
Noise level					
Environmentally friendly					
Warranty (U.S. & Canada)					
Parts and labor					
PS equipment protection warranty					

MGE UPS SYSTEMS

USA (headquarters)
3660 Science Avenue
Costa Mesa, CA 92626
Phone (800) 523-0142
(714) 557-1638
FAX (714) 557-0788

CANADA
#5, 2738 Thamesgate Dr.
Mississauga, ON L4T 4E8
Tel (905) 672-0990
(905) 672-0990
FAX (905) 672-7657

BRAZIL
Avenida Guido
Cala 1985 (GALPVO 23)
Guarapiranga
Sao Paulo - SP, CEP 05802
Tel (55) 11-5890-3323
FAX (55) 11-5890-3353




MGE GREEN SWEEP
Committed to the environment for the
manufacture of all MGE products using
100% recycled paper for all manuals.

www.mgeups.com
info@mgeups.com

EX 121
Effective: October 1999

Apéndice B.8 Ficha técnica de MODEM



data communications



Home | Contact Us | Site Map | RAD University | Local Sites | Sign In

search: GO

[Products](#) | [Solutions](#) | [About RAD](#) | [News & Events](#) | [InfoCenter](#) | [Partners](#) | [Where to Buy](#)

ASM-20

Sync/Async Short Range Modem



Products

- New Products
- **By Name**
 - **A-C**
 - D-G
 - H-L
 - M-Q
 - R-S
 - T-Z
- By Category
- By Technology
- GET CATALOG

- **Selectable data rates from 19.2 kbps to 256 kbps**
- **Full or half duplex over 4-wire**
- **Range up to 7.5 km (4.6 miles) at 64 kbps**
- **Built-in BER tester**
- **V.54 diagnostics**
- **Automatic equalizer**
- **DTE interfaces: V.24/RS-232, V.35, V.36, X.21, RS-530, Ethernet (bridge) or G.703 codirectional (64 kbps)**

Related Links

- **Data Sheet**
- [ASM-20](#)

The ASM-20 is a synchronous/asynchronous short range modem operating at selectable rates from 19.2 kbps to 256 kbps full or half duplex over twisted pair, unconditioned lines. It has a range of 7.5 km (4.7 miles) at 64 kbps.

The modem uses conditional diphase modulation (EUROCOM Std. D1), which provides immunity to background noise, eliminates normal line distortion and enables efficient transmission over twisted pair. Transmit timing is provided internally, or derived externally from the DTE or recovered from the receive signal. The carrier may be continuous or controlled for passing control signals end-to-end.