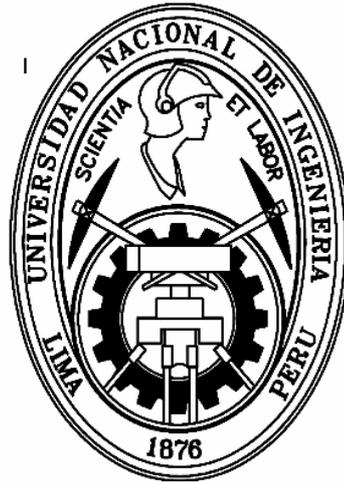


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



SISTEMA DE PROTECCIÓN, MONITOREO Y CONTROL EN LAS SUBESTACIONES ARES Y CALLALLI

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

DAVID FLORENCIO CANDACHO GERI

**PROMOCIÓN
1996 – II**

**LIMA – PERÚ
2005**

**SISTEMA DE PROTECCIÓN, MONITOREO Y CONTROL
EN LAS SUBESTACIONES ARES Y CALLALLI**

**Este trabajo esta
Dedicado a mi familia,
Y a la memoria
De mi madre.**

SUMARIO

Los rápidos cambios en la industria eléctrica en el Perú impulsados por los competitivos niveles de productividad, eficiencia y de calidad de servicio que exige el mercado en la actualidad, requieren de una constante innovación a la hora de resolver la automatización de una subestación eléctrica.

Uno de los argumentos más importantes a favor de la aplicación de los nuevos sistemas de supervisión y control, es que no sólo son ventajosos en nuevas instalaciones, sino también que son perfectamente aplicables en subestaciones existentes convencionales.

El trabajo de este proyecto corresponde a la instalación de relés de protección digitales, medidores multifunción, módulos de control digitales y procesadores de comunicación, en las subestaciones Ares y Callalli.

A la finalización de los trabajos, tenemos un sistema monitoreado en tiempo real, modular y con la capacidad de ampliarse, sin que esto requiera poner fuera de servicio el sistema.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES	
1.1	Introducción.....3
1.2	Estructura Funcional.....3
1.2.1	Protección.....4
1.2.2	Medición.....4
1.2.3	Monitoreo.....5
1.2.4	Control.....6
1.2.5	Comunicación.....6
1.3	Estructura típica.....7
1.3.1	Nivel de Proceso.....7
1.3.2	Nivel Bahía.....7
1.3.3	Nivel de Estación.....8
1.4	Arquitecturas.....9
1.4.1	Funciones comunes.....9
1.4.2	Factores que diferencian la arquitectura.....10
1.4.3	Arquitectura distribuida.....11
1.4.4	Arquitectura jerárquica.....12
1.5	Impacto de la automatización.....13
1.5.1	Impacto en la operación diaria.....13
1.5.2	Impacto en el área de protección.....14
1.5.3	Impacto en el mantenimiento de equipos primarios.....14
1.6	Beneficios de la automatización.....14
1.7	Conclusiones.....15

CAPÍTULO II**SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE DATOS**

2.1	Introducción	16
2.2	Requerimiento Funcional.....	17
2.2.1	Confiabilidad	17
2.2.2	Rendimiento.....	17
2.2.3	Seguridad.....	18
2.3	Topologías de comunicación.....	18
2.3.1	Topología estrella.....	18
2.3.2	Topología bus.....	19
2.4	Protocolos de comunicación.....	20
2.4.1	Modbus.....	21
2.4.1.a	Comunicación entre dispositivos ModBus.....	21
2.4.1.b	Los modos de transmisión serie.....	22
2.4.1.c	Trama del mensaje ModBus.....	22
2.4.2	DNP 3.0.....	24
2.4.2.a	Modo de transmisión.....	25
2.4.2.b	Sistemas típicos donde es usado DNP 3.0.....	26
2.4.2.c	Comunicación por capas.....	28
2.4.2.d	La trama DNP 3.0.....	29
2.5	Conclusiones.....	30

CAPÍTULO III**AUTOMATIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ARES Y CALLALLI,
UTILIZANDO PROCESADOR DE COMUNICACIÓN**

3.1	Introducción	31
3.2	Descripción del sistema eléctrico.....	31
3.2.1	Subestación Callalli.....	34
3.2.2	Subestación Ares.....	34
3.3	Sistema de protección.....	34
3.3.1	Protección de la línea L1040 Callalli-Ares.....	37
3.3.2	Protección diferencial del transformador de potencia de la subestación Ares.....	38
3.3.3	Protecciones de sobrecorriente de la subestación Ares.....	39
3.3.4	Protección de la línea Ares-Huancarama 66kV.....	39
3.4	Sistema de medición.....	39

3.5	Sistema de control.....	43
3.6	Sistema de monitoreo.....	43
3.7	Sistema de comunicación.....	47
3.8	Implementación.....	48
	3.8.1 Ingeniería de detalle.....	48
	3.8.2 Suministros de equipos.....	50
	3.8.3 Base de datos.....	57
	3.8.4 Pruebas.....	57
3.9	Conclusiones.....	57

CAPÍTULO IV

PROCESADOR DE COMUNICACIÓN

4.1	Introducción.....	59
4.2	Proceso de Integración.....	59
4.3	Integración con el SEL-2032.....	61
	4.3.1 Red Estrella.....	63
	4.3.2 Beneficios de la solución SEL-2032.....	64
4.4	Usando SEL-2032 con IEDs.....	64
	4.4.1 Modo transparente.....	65
	4.4.2 Modo Cliente Servidor.....	65
4.5	Funciones.....	66
	4.5.1 Procesador de comunicaciones.....	67
	4.5.2 Estructura Bases de datos.....	67
	4.5.3 Red Gateway.....	71
	4.5.4 Ecuaciones de control SELOGIC.....	72
	4.5.5 Inteligente Port Switch.....	72
	4.5.6 Fuente de sincronización.....	73
4.6	Conclusiones.....	73

CAPÍTULO V

INTERFASE HUMANO MÁQUINA - HMI

5.1	Introducción.....	74
5.2	Software.....	74
5.3	Funciones y características del HMI.....	75
	5.3.1 Operación de la subestación.....	75
	5.3.2 Diagramas gráficos.....	76

5.3.3	Organización de la pantalla.....	77
5.4	Operación del HMI.....	77
5.4.1	Iniciar el HMI.....	77
5.4.2	Ingresar al HMI.....	79
5.4.3	Cerrar el HMI.....	81
5.4.4	Administración de usuarios del HMI.....	81
5.5	Pantallas del HMI.....	82
5.5.1	Unifilar del Sistema.....	82
5.5.2	Barra de encabezado.....	83
5.5.3	Detalles y control.....	84
5.5.4	Comunicaciones del sistema.....	88
5.5.5	Alarma del sistema.....	90
5.5.6	LEDs del panel frontal de los IEDs.....	91

CAPÍTULO VI

COSTO DEL PROYECTO

6.1	Introducción.....	92
6.2	Costo de ingeniería.....	93
6.2.1	Costo de ingeniería subestación Callalli.....	93
6.2.2	Costo de ingeniería subestación Ares.....	93
6.3	Costo del sistema de la automatización.....	94
6.3.1	Costo de suministro subestación Callalli.....	94
6.3.2	Costo de suministro subestación Ares.....	95
6.4	Costo de automatismo y pruebas de puesta en servicio.....	96
6.5	Conclusiones.....	97

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones.....	98
Recomendaciones.....	100

ANEXOS

Anexo A

TERMINOLOGÍA.....	101
-------------------	-----

Anexo B

BASE DE DATOS DEL PROCESADOR DE COMUNICACIÓN ARES.....105

Anexo C

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS UTILIZADOS136

BIBLIOGRAFÍA.....173

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este proyecto es presentar las nuevas tecnologías de automatización, los conceptos fundamentales de los sistemas de automatización de subestaciones, y los protocolos de comunicación de campo más utilizados en el sector eléctrico.

Con el desarrollo de este proyecto, se ha podido conocer más sobre la elaboración de las bases de datos, para los sistemas de transferencia de datos entre subestaciones y centro de control.

Este proyecto también incluye el desarrollo y puesta en servicio del sistema de control y monitoreo (HMI), instalado en la subestación de Ares, la cual supervisa la subestación Callalli a distancia.

Capítulo I, se describe la estructura de los sistemas de automatización de subestaciones.

Capítulo II, se describe los protocolos de comunicación, empleados en este proyecto, como son el ModBus y el DNP 3.0

Capítulo III, se describe los alcances del desarrollo del proyecto, el sistema de protección, medición y control.

Capítulo IV, se describe la funcionalidad del procesador de comunicaciones SEL-2032 y sus principales configuraciones en la que se puede utilizar y la gran confiabilidad de este equipo.

Capítulo V, se hace una descripción de la operación del HMI, desarrollado en la subestación Ares, presentando despliegues de los equipos de maniobra y de protección, medición, de las subestaciones Ares y Callalli.

Capítulo VI, Se hace un resumen de los costos del proyecto, estos costos corresponden a la ingeniería, y suministros y pruebas de puesta en servicio del sistema de automatismo y comunicación.

Anexo A, se presenta la terminología empleada.

Anexo B, se presenta la base de datos desarrollada del procesador de comunicaciones SEL-2032, de la subestación Ares.

Anexo C, se presenta información técnica de los equipos principales empleados en este proyecto, como son los relés de protección, medidores, procesador de comunicaciones, GPS, etc.

Bibliografía, se detalla la documentación utilizada.

Hago extensivo mi agradecimiento a mis compañeros de trabajo por su colaboración en el desarrollo de este proyecto.

CAPÍTULO I

AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

1.1 Introducción

La automatización de subestación se define como la implantación de un sistema para administrar, monitorear y proteger el sistema eléctrico de potencia. Esto es óptimo para obtener información en tiempo real del sistema, teniendo una eficaz administración de control local y remoto a la vez avanzada protección eléctrica.

El núcleo principal de una sistema de automatización de subestaciones es la capacidad local, comunicación de datos, control y monitoreo.

La automatización de subestaciones evoluciona debido al hecho de que la mayoría del equipamiento que forma el núcleo del sistema, está localizado en una subestación eléctrica, y estos dispositivos modernos e inteligentes aseguran que la necesidad o presencia humana en una subestación sea limitada.

1.2 Estructura funcional

La estructura de la automatización de subestaciones consiste de los siguientes componentes principales:

- Protección Eléctrica
- Medición
- Monitoreo
- Control
- Comunicación

La figura 1.1, muestra los componentes principales de la estructura funcional de la automatización de subestaciones.



Figura 1.1. Estructura funcional automatización de subestaciones

1.2.1 Protección eléctrica

La protección eléctrica sigue siendo uno de los más importantes componentes de una subestación automatizada, para proteger al equipo y al personal, y para limitar los daños en caso de una falla eléctrica.

La protección eléctrica es una función local, y debería ser capaz de funcionar independientemente del sistema de automatización si es necesario, aunque esto es una parte integral de la automatización bajo condiciones normales. Las funciones de protección eléctrica nunca deberían ser comprometidas o restringidas por los sistemas de automatización.

1.2.2 Medición

Los transformadores de corriente y tensión para protección no tienen suficiente precisión para facturación. Así el sistema de medida es usualmente separado, conectado a los transformadores de corriente y tensión de medida con precisión de medición.

La información utilizada con propósito de facturación es la data de los medidores de las subestaciones.

Esta información es transmitida en tiempo real al centro de control y/o almacenada en una base de datos.

Las medidas eléctricas son:

- Voltaje
- Corriente

- Potencia Activa
- Potencia Reactiva
- Factor de Potencia
- Frecuencia

1.2.3 Monitoreo

Los sistemas de monitoreo permiten al supervisor mantenerse informado de los eventos que ocurran, así ellos pueden ser evaluados rápidamente. Tales sistemas generalmente proveen información completa e incluyen información de estados de los interruptores, seccionadores, y alarmas junto con medidas de voltaje, corriente, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia sobre varios circuitos.

Uno de los beneficios claves de los sistemas de monitoreo es advertir anticipadamente acerca de los problemas antes que ocurran. Por ejemplo, los problemas en el transformador pueden ser detectados por comparación de temperatura con la información de los históricos bajo las mismas condiciones de operación.

Las funciones de monitoreo pueden ser clasificados en funciones básicas y mejoradas.

Funciones de monitoreo básicas:

- Indicación de estados de los interruptores
- Indicación de estados de los seccionadores
- Medidas
- Listar eventos
- Listar alarmas

Funciones de monitoreo mejorado son:

- Registro de fallas
- Registro de perturbaciones
- Curvas de tendencia
- Calculo de medidas

Esta información puede asistir en análisis de fallas, determinando que sucede cuando, donde y en que secuencia. Esto puede ser efectivamente para mejorar la eficiencia del sistema de potencia y la protección. Los

procedimientos de mantenimiento preventivo pueden ser utilizados por la condición de información de monitoreo obtenido.

1.2.4 Control

El control consiste en las acciones que el dispositivo de control pueda lógicamente tomar por sí mismo, por ejemplo el interbloqueo de bahía la secuencia de operación y el chequeo de sincronismo. La intervención humana es limitada y el riesgo por error humano es reducido.

El control local deberá también continuar su función aun sin el soporte del sistema de automatización.

Las funciones de control pueden ser clasificados en funciones básicas y mejoradas.

Funciones de control básico:

- Control de los interruptores
- Control de los seccionadores
- Control del seccionador de puesta a tierra
- Control de la posición de TAP del transformador
- Interbloqueo
- Sincronización

Funciones de control mejorado:

- Secuencia de conmutación
- Aislamiento automático de la sección fallada
- Cambio automático de barras
- Autorecierre
- Reparto de cargas entre líneas
- Restauración inteligente del sistema

1.2.5 Comunicación

La comunicación es parte principal de un sistema de automatización de subestaciones, y es virtualmente el que lo mantiene unido a los otros componentes para formar el sistema. Sin comunicación, las funciones de protección eléctrica y el control local deberán continuar, y los dispositivos locales pueden almacenar algunos datos, pero no puede completar la

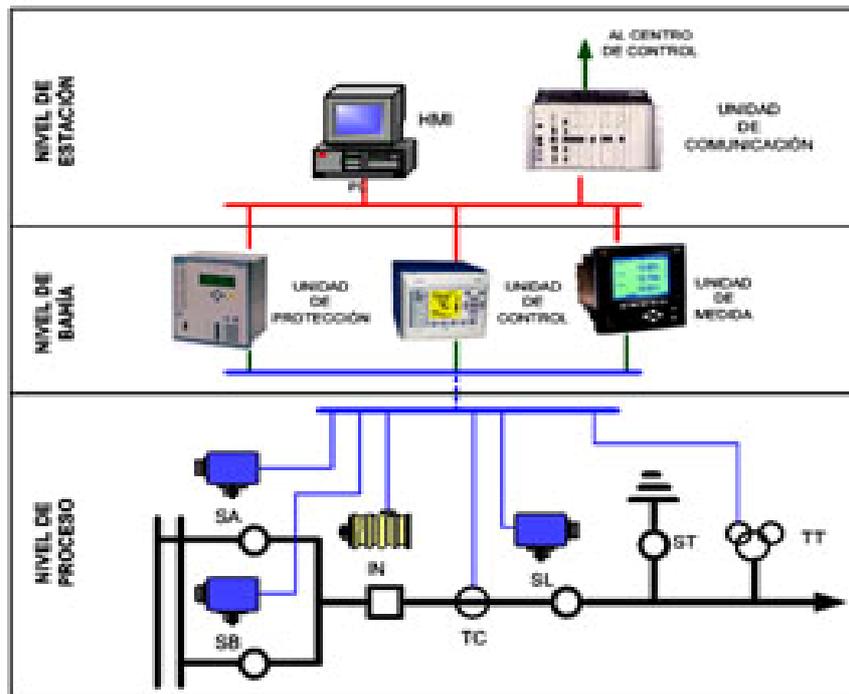


Figura 1.2. Estructura típica automatización de una subestación

1.1.1 Nivel de estación

Las funciones de este nivel residen en el hardware que también podríamos llamar como control central de la subestación. El hardware esta formado básicamente por:

- El concentrador y controlador de las comunicaciones.
- El computador central para adquisición y proceso de la información recogida en el nivel de bahía y control de la subestación.

Los procesos que se realizan en el nivel de estación son:

- Gestión del sistema
- Supervisión del sistema
- Tratamiento de alarmas
- Registro de sucesos
- Registro de oscilografía
- Registros históricos
- Operación manual
- Comandos a realizar secuenciadamente
- Automatismo

funcionalidad del sistema de automatización de subestación. La forma de comunicación dependerá de la arquitectura usada.

La onda portadora (PLC, Power Line Carrier), radio, microondas son los medios más comunes usadas para la transmisión de datos en los sistemas eléctricos. Sin embargo, la necesidad de transmitir grandes bloques de información a mayores velocidades exige sistemas de comunicación de tecnología superior como la fibra óptica.

1.3 Estructura Típica

La operatividad de un sistema de automatización de subestaciones se asigna en forma lógica sobre tres niveles distintos denominados:

- Nivel de proceso
- Nivel de Bahía:
- Nivel de Estación

Esto es un sistema clásico de arquitectura jerárquica

En la figura 1.2, se muestra los niveles de la estructura de la automatización de una subestación.

1.3.1 Nivel de proceso

La operatividad es más o menos una interfase al equipamiento primario, las funciones típicas especificadas en este nivel son la adquisición de datos y la emisión de comandos.

1.3.2 Nivel de Bahía

En este nivel se encuentran los equipos secundarios:

- Los equipos de control y supervisión asociados directamente a los componentes primarios.
- Los equipos de protección asociados directamente a los componentes primarios.

Las funciones básicas del nivel de bahía son:

- Protección
- Interbloqueo a nivel de posición
- Recolección de datos
- Acción directa sobre los equipos del nivel de proceso

- Gestión de revisiones del sistema
- Supervisión de equipos
- Estadística de actuaciones de los equipos
- Informe de operación de la subestación
- Configuración del sistema
- Parametrización
- Base de datos del sistema

1.4 Arquitecturas

Hoy en día, la mayoría de los sistemas de automatización de subestaciones desarrollados por fabricantes y usados por conveniencia tienen una arquitectura de material similar, excepto por algunas diferencias. Sin embargo, desde el punto de vista de la conveniencia, los requerimientos en términos de funciones, seguridad, operación, y procedimientos de mantenimientos pueden ser extremadamente diferentes, y fuertemente influye la opción de diseño del sistema de automatización de la subestación.

1.4.1 Funciones comunes

Para más utilidad, los sistemas de automatización de subestaciones son configurados en bahías, donde una bahía corresponde:

- Alimentador
- Transformador
- Acoplamiento de barras

El ensamblaje de los equipos de bahía es físicamente localizada en una caseta en el patio de llaves o en un tablero dentro del edificio de la subestación.

Las funciones realizadas en el nivel de bahía son control, protección, y adquisición de datos. Aunque en los niveles de integración entre las funciones de protección y control, las funciones soportadas son las mismas. A continuación una lista de la mayoría de funciones estándar:

- Interbloqueo
- Sincronización
- Chequeo de energización
- Recierre automático
- Protección de falla interruptor

- Supervisión de voltaje cero

Un punto importante es el nivel de integración entre las funciones de protección y el control: alto nivel de integración puede ser permitido. Pero las funciones de protección pueden también quedarse separadas en un dispositivo dedicado. En este caso, los comandos de disparo son conectados directamente a los equipos de maniobra y son independientes del sistema de control para conseguir alta confiabilidad.

1.4.2 Factores que diferencian la arquitectura

Aunque hay funciones comunes básicas, estos son aun de diferentes requerimientos para implementarlos, lo cual influye fuertemente el diseño global de la automatización de la subestación.

Principales factores que diferencian la arquitectura de un sistema de automatización de subestaciones:

1. Tamaño de la subestación

- Número de niveles de tensión
- Número de bahías
- Número de barras

2. Requerimientos confiabilidad y accesibilidad sobre

- Los niveles de tensión
- La situación crítica de la subestación en el sistema de potencia

3. Estrategia industrial

- Renovación bahía por bahía
- Nuevas subestaciones

4. Topología de la subestación

- Simple barra
- Doble barra
- Anillo
- Interruptor 1 ½

1.4.3 Arquitectura distribuida

Una tendencia mayor parece estar hacia la arquitectura distribuida, pues ha alcanzado buena disponibilidad y modularidad. En la opción distribuida, no hay un controlador maestro, pero sólo en el nivel de bahía están las unidades de protección y control. Las comunicaciones par-a-par son requeridas entre las bahías y el nivel de estación. Esta opción logra buenas actuaciones de disponibilidad.

En la figura 1.3 y 1.4 son arquitecturas distribuidas con una diferencia marcada de integración en términos de protección y control. A nivel de bahía las funciones son integradas en el controlador de bahía y los equipos de protección digital. El nivel de integración depende de los requerimientos de las utilidades.

La tendencia, en acuerdo con la oferta de los fabricantes, es para distribuir inteligencia en el nivel de bahía. Esta tendencia es más reforzada por el surgimiento de un nivel de proceso de alta velocidad en los bus de campo para intercambios directos con los CTs y VTs inteligentes y equipos de maniobra del patio de llaves.

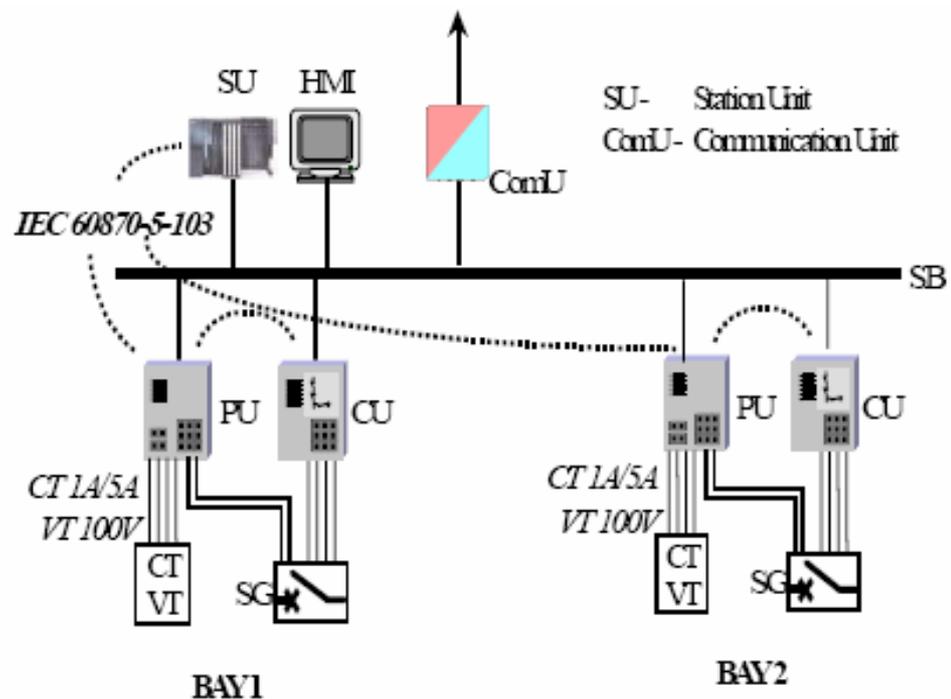
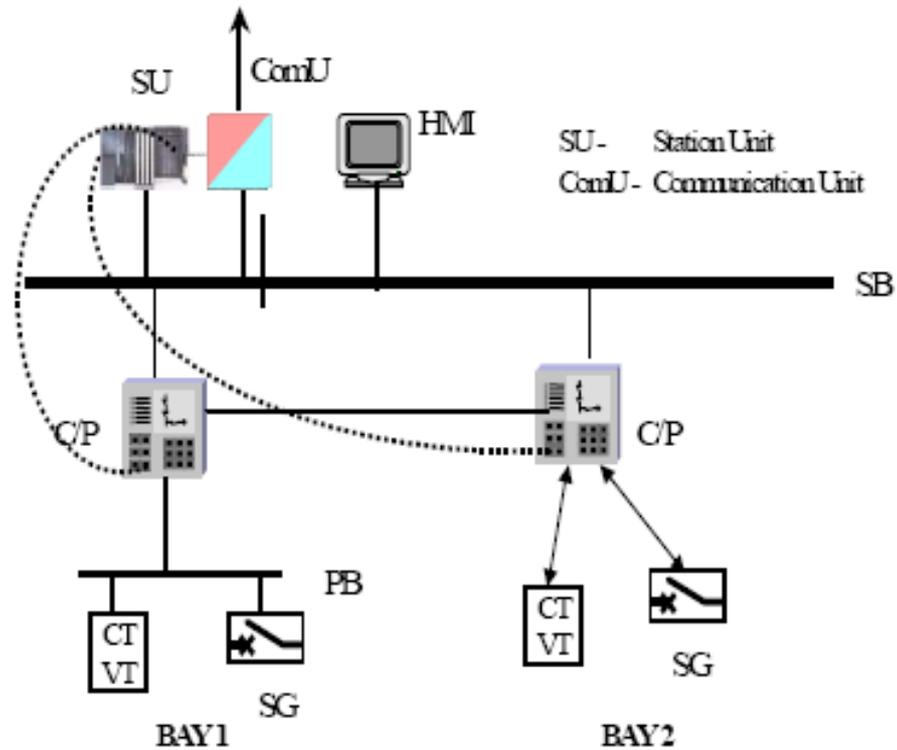


Figura 1.3. Arquitectura distribuida, protección y control separado por bahía



Fig

Figura 1.4. Arquitectura distribuida, multifunción por bahía

1.4.4 Arquitectura jerárquica

La arquitectura jerárquica todavía existe en el mercado. La arquitectura del sistema puede ser jerárquica o centralizada.

La unidad de subestación jerárquica puede realizar varias funciones: concentración de datos y comunicación. La figura 1.5 muestra los principales rasgos de esta arquitectura.

Algunas veces, la función de la unidad de comunicación puede ser incluida en el controlador de estación.

La evolución de la tecnología, junto con el costo y las metas de optimización de operación, lleva a la definición de una nueva generación de arquitectura para los sistemas de automatización de subestaciones que ofrece más opciones tecnológicas y funcionales. Sin embargo desde el punto de vista del cliente, las arquitecturas de los sistemas de automatización de subestaciones esta limitada por varios factores tal como confiabilidad, la restauración progresiva de la subestación, y uso de diferentes proveedores.

Por consiguiente las opciones principales involucran el umbral de la integración entre protección y control, la opción de distribución o

centralización de varias funciones y la existencia de redundancias debido a la fiabilidad del cliente específico y requerimientos de disponibilidad. La tendencia general está hacia una distribución creciente (la buena disponibilidad, modularidad), y hacia una integración creciente.

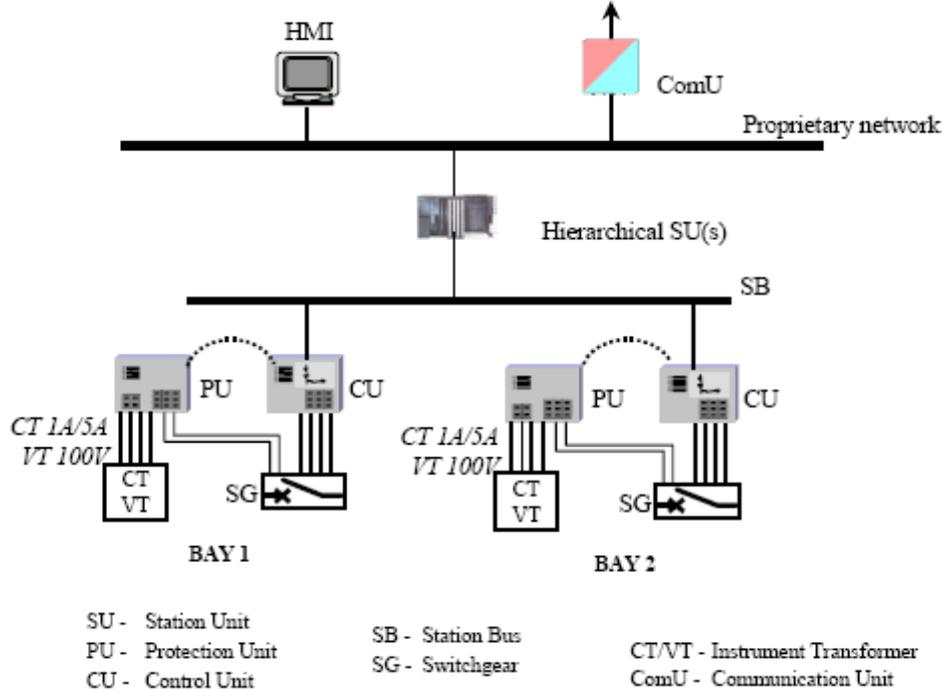


Figura 1.5. Arquitectura jerárquica

1.5 Impacto de la automatización

1.5.1 Impacto en la operación diaria

Los sistemas de automatización de subestaciones cuentan con una interfase Hombre Máquina (HMI, Human Machina Interface), con la cual el operador de la subestación podrá supervisar y controlar gran cantidad de variables adicionales. Se tendrán funciones que anteriormente sólo se consideraban en la estación maestra del centro de control: manejo de alarmas, registro de eventos, registros históricos, gráficos de tendencias, impresión de todas estas funciones en forma automática o por solicitud. Todas estas funciones pueden aplicarse a todas las variables de la subestación, muchas de las cuales no son de interés para el operador del sistema de un centro de control, pero si muy importante para los grupos involucrados en la subestación.

Aunque el operador de la subestación automatizada se verá liberado de algunas tareas rutinarias como el registro manual de variables cada

determinado tiempo, deberá adaptarse al nuevo ambiente del HMI, a partir del cual podrá efectuar acciones.

1.5.2 Impacto en el área de protección

La integración de los relés de protección a la automatización de subestaciones permite que los reportes de fallas procedentes del equipo de protección estén disponibles tanto en forma local, en el HMI, como en forma remota.

La sincronización satelital permite efectuar correlaciones de fallas que afecten a más de una subestación.

Queda abierta la posibilidad de efectuar ajustes en las protecciones en forma remota.

1.5.3 Impacto en el mantenimiento de equipos primarios

La implementación de monitoreo de los equipos primarios permite el mantenimiento técnico denominados bajo condición o por requerimiento de atención del mismo equipo, por medio de los cuales se detecta el desarrollo de fallas, evitando las revisiones periódicas, que muchas veces resultan innecesarias.

Dentro de este campo se trabaja sobre los transformadores e interruptores.

Desde el punto de vista de registro y control de mantenimiento, ya sea preventivo o predictivo, el automatismo puede contener las bases de datos de mantenimiento e inventario de la subestación para consulta local o remota.

1.6 Beneficios de la automatización

Muchas de las compañías eléctricas actualmente pueden identificar los beneficios potenciales proporcionados por la automatización de las subestaciones. Generalmente estos beneficios caen dentro de dos campos como son el campo técnico y el campo económico.

Los beneficios técnicos resultan de los programas diseñados para mejorar la percepción de los clientes respecto a la calidad de servicio. Los beneficios económicos resultan de los programas diseñados para incrementar la habilidad de la compañía para un mejor desempeño, enfrentar las dificultades en forma oportuna y menos costosa.

En resumen podemos decir que los beneficios de la automatización son los siguientes:

- Alta fiabilidad en las funciones al tener auto supervisión y capacidad de comunicación.
- Mejora la operación del sistema eléctrico, al optimizarse la supervisión de los equipos.
- El compartir información entre los distintos componentes permite mejorar el comportamiento individual y del sistema.
- Posibilidad de realizar una adecuada validación de datos y corrección de errores basada en múltiples fuentes de datos.
- Mayor y mejor información en todos los niveles de gestión operativa.
- Mejora en la economía del hardware.
- Posibilidad de reducir el ruido al poder adaptar enlaces de fibra óptica como medio de comunicación.

1.7 Conclusiones

Con las nuevas implementaciones de automatización de subestaciones se pueden ejecutar funciones que anteriormente no se podían efectuar de manera automática en la subestación y pondrán información valiosa de la subestación a disposición de usuarios actuales y futuros de operación, control, protecciones, medición y mantenimiento de equipos primarios.

Los equipos IEDs son la clave para la automatización de subestaciones. Sin embargo la subestación siempre esta sujeta a innovación y mejora, además de ser un campo de interés donde continuarán apareciendo nuevos equipos y técnicas para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio.

CAPÍTULO II

SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE DATOS

2.1 Introducción

Los IEDs de una subestación automatizada están unidos por comunicación dentro de la subestación, que permite la transición de información entre los componentes. El sistema de comunicación de la subestación también permite la transición de los mensajes de control entre los componentes que forman el sistema de control integrado.

La comunicación externa a la subestación permite acceder a los IEDs de la subestación por usuarios a lo largo de la empresa.

La razón inicial para extender la comunicación más allá de la subestación es para proporcionar acceso al SCADA.

La conexión en tiempo real del SCADA permite utilizar la gran cantidad de información y funciones disponibles de los IEDs en la subestación para diferentes propósitos, todo esto en beneficio de la empresa.

En la figura 2.1, se muestra los elementos que intervienen en la comunicación de datos.

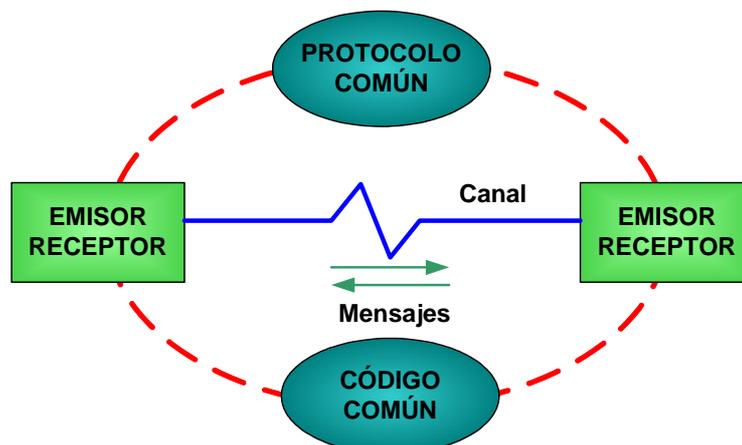


Figura 2.1. Elementos que intervienen en la comunicación

2.2 Requerimiento funcional

Los requerimientos básicos de un sistema de comunicaciones es que este pueda soportar los variados métodos de comunicación que puedan ser requeridos o deseado. En una instalación nueva se debe de especificar:

- Origen y destinos de toda la información
- Enrutamiento previsto para incluir rutas alternas donde se requiera
- Tiempo de entrega y refresco para todo el conjunto de dato y mensajes de control.
- Flujo previsto dentro del término corto y largo tiempo para condiciones normal y anormal del sistema de potencia.
- Medio apropiado y tecnología
- Requerimientos de aislamiento eléctrico y físico
- Costo preliminar estimado
- Requerimiento para servicio continuo
- Evaluar privacidad, seguridad y acceso a los requerimientos de control

Si el sistema de comunicación debe incorporar una parte de un sistema existente, tal como interfase de comunicación existente construida dentro la planta, sistema de microondas, sistema de fibra óptica, las funciones requeridas deben incluir la descripción detallada de estas condiciones pre-existentes.

2.2.1 Confiabilidad

Un sistema de comunicación no se puede diseñar asumiendo que algunos flujos determinados de bits presentados a la entrada de un sistema de comunicación serán entregados sin error a la salida. Un sistema de comunicación consiste de un ensamblaje de hilos, cables, equipos electrónicos, fuentes de alimentación y otros dispositivos. Cada canal de comunicación individualmente debe ser revisado de extremo a extremo con el equipamiento adecuado.

En la evaluación de confiabilidad, el diseño debe identificar en la red que representa un simple punto de falla. La evaluación debe incluir como cada elemento será aliviado si este fallara impidiendo funciones críticas.

2.2.2 Rendimiento

La automatización debería confiar en el rendimiento de los enlaces de comunicación para satisfacer los requerimientos de datos y control,

ambos dentro y fuera de la subestación. El diseño necesita evaluar el flujo de dato sobre los elementos de la red durante las condiciones normales y de emergencia del sistema de potencia.

Una red puede ser bastante robusta para manejar en condición de tráfico normal pero puede atorarse o colisionar durante periodos de alta actividad. Notar que algunos sistemas técnicamente confiables en mensajes abreviados tal como cambio de información para desminuir el tráfico y por consiguiente bajar el costo; pero estas técnicas son vulnerables para sobrecarga durante condiciones de emergencia en el sistema de potencia cuando muchos parámetros son cambiados muy rápidamente. Esta condición necesita una exhaustiva evaluación en la etapa del diseño.

2.2.3 Seguridad

Un canal de comunicación deberá ser inmune al acceso no autorizado. Un análisis detallado de cada canal es requerido para asegurar la inmunidad. El acceso inadvertido es una causa común de problemas en la comunicación.

La función de seguridad es por tanto aplicada a los protocolos usados en los canales de comunicación.

2.3 Topologías de comunicación

2.3.1 Topología Estrella

El enlace de comunicación de un IED al sistema de automatización de la subestación puede ser una simple conexión punto a punto, donde el IED se conecta directamente a un controlador de comunicaciones. Muchos IEDs pueden conectarse punto a punto a un controlador de comunicaciones multipuerto o a un concentrador de datos. En las primeras implementaciones, estas conexiones eran un simple RS 232 serial. El RS 232 es uno de los primeros estándares usados para conectar dispositivos. El RS 232 no soporta múltiples dispositivos sobre un mismo camino, y algunos IEDs no tienen protocolos que soporten direccionamiento que se requiere para comunicaciones sobre una línea partida. Cuando el medio es cobre, el RS 232 es típicamente usado para distancias cortas, con limitación aproximada de 15 m. A menudo, conviene usar conexión punto a punto de fibra óptica para conectar puertos RS 232 a la vez garantizar el

aislamiento y permitir un incremento entre las distancias de los dispositivos.

En la figura 2.2, se muestra una red de comunicación típica punto a punto.

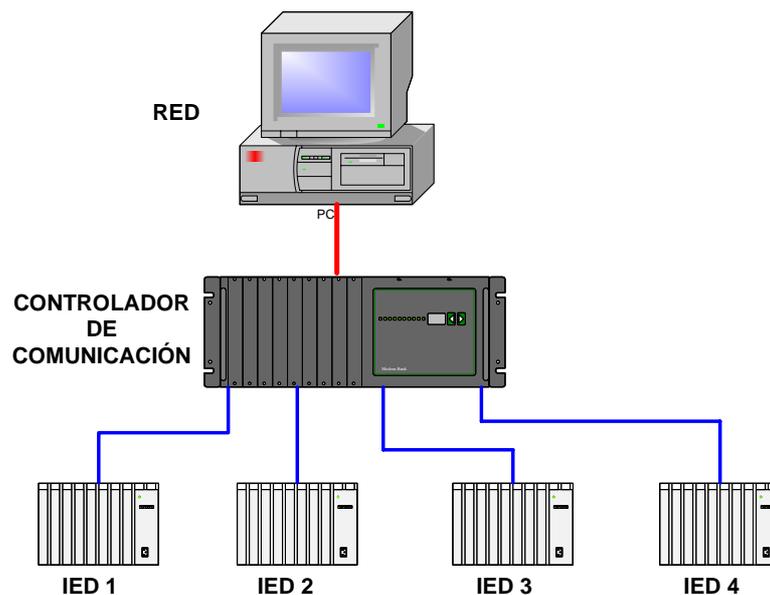


Figura 2.2. Topología estrella

2.3.2 Topología Bus

Muchos sistemas de control de subestaciones emplean conexiones punto a multipunto para los IEDs. Los IEDs que comparten un protocolo común pueden usualmente soportar una comunicación de línea partida en donde ellos comparten el canal. Un controlador de automatización de subestaciones puede usar esto como un bus de comunicación Maestro-Eslavo donde el controlador controla el tráfico sobre el canal. Todos los dispositivos sobre un bus común deben ser accesibles por una dirección y el dispositivo Maestro debe asegurar que solo un dispositivo se comunica a la vez. Estos dispositivos deberán también ser configurados a una velocidad común de baudios. El controlador se comunica a cada dispositivo uno a la vez esto es para prevenir las colisiones.

EL RS 485 es el bus más común punto a multipunto. Este es un par de cable trenzado, En la terminación de cada bus debe instalarse una resistencia igual a la impedancia del cable del bus.

El bus RS 485 suporta hasta 32 dispositivos sobre el canal.

La longitud típica máxima es de 1200 m máximo de largo.

En la figura 2.3, se muestra la conexión típica de una red de comunicaciones punto a multipunto.

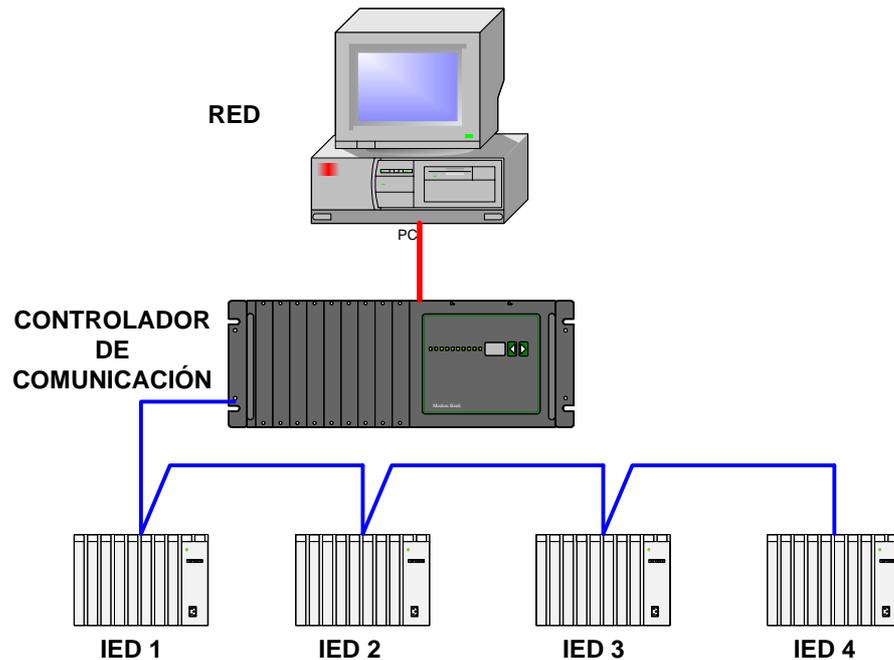


Figura 2.3. Topología Bus

2.4 Protocolos de comunicación

La posibilidad de implementar sistemas de automatización de subestaciones, descansa en el desarrollo tecnológico, que han llevado a la actual disponibilidad de microprocesadores avanzados, rápidos y poderosos. Esto resultó en una evolución de los equipos secundarios en subestaciones, que pasaron de dispositivos electro-mecánicos a digitales. Esto, a su vez, permite la posibilidad de implementar sistemas de automatización descentralizados, utilizando diversos IEDs para realizar las funciones requeridas (protección, monitoreo local y remoto, control, etc.). Como consecuencia, surgió la necesidad de comunicaciones eficientes entre los IEDs, especialmente a través de un protocolo estándar. Hasta la fecha, se han utilizado protocolos de comunicaciones específicos, desarrollados por cada fabricante, que requieren costosos y complicados conversores de protocolos, cuando se utilizan IEDs de diferentes fabricantes.

El objetivo de la normalización de la automatización de subestaciones, es desarrollar un estándar de comunicaciones que cumpla con los requerimientos de

funcionamiento y costos, y que soporte los futuros desarrollos tecnológicos. El estándar de comunicaciones debe soportar las funciones operativas de la subestación y poseer un perfil de comunicaciones, en los diversos niveles del modelo OSI (Open System Interconnection).

2.4.1 Modbus

El protocolo MODBUS es una estructura de transición de mensajes desarrollado por Modicon en 1979, usado para establecer comunicación Maestro/Esclavo, Cliente/Servidor entre sus dispositivos inteligentes. Este es un estándar abierto y es el protocolo usado más ampliamente en la industria. El protocolo MODBUS suministra un estándar industrial, método que los dispositivos MODBUS utilizan para analizar los mensajes.

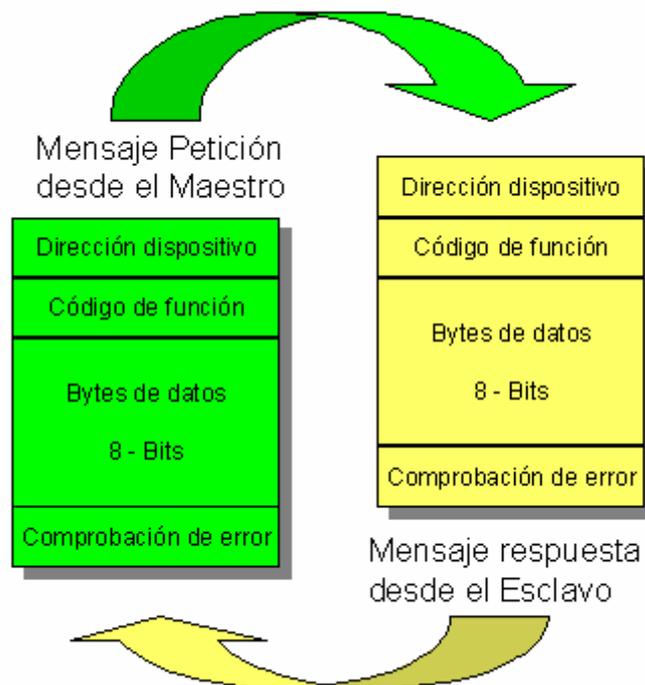


Figura 2.4. Ciclo de interrogación y respuesta MODBUS

2.4.1.a Comunicación entre dispositivos MODBUS

Los dispositivos MODBUS se comunican usando una técnica Maestro/Esclavo, en la cual solo un dispositivo llamado Maestro puede iniciar transacciones llamadas peticiones. Los otros dispositivos llamados Esclavos responden suministrando al Maestro el dato solicitado, o realizando la acción solicitada en la petición.

El maestro puede direccionar esclavos individualmente o puede generar un mensaje en modo difusión a todos los esclavos. Los esclavos devuelven un mensaje llamado respuesta a las peticiones que les son direccionadas individualmente. No se devuelven respuestas a peticiones en modo difusión enviadas desde el maestro.

2.4.1.b Los modos de transmisión serie

Los dispositivos pueden ser configurados para comunicar sobre redes estándar Modbus utilizando cualquiera de los dos modos de transmisión: ASCII o RTU. Los usuarios seleccionan el modo deseado, junto con los parámetros de comunicación del puerto serie (velocidad, paridad, etc.), durante la configuración de cada dispositivo. El modo y los parámetros serie deben ser los mismos para todos los dispositivos conectados a una red Modbus.

Modo ASCII

Cuando los dispositivos se configuran para comunicar en una red Modbus según el modo ASCII (American Standard Code for Information Interchange), cada byte – 8 bits - en un mensaje se envía como dos caracteres ASCII. La principal ventaja de este modo es que permite intervalos de tiempo de hasta un segundo entre caracteres sin dar lugar a error.

Modo RTU

Cuando los dispositivos son configurados para comunicar en una red Modbus usando el modo RTU (Remote Terminal Unit), cada byte de 8 bits en un mensaje contiene dos dígitos hexadecimales de 4 bits. La principal ventaja de este modo es que su mayor densidad de carácter permite mejor rendimiento que el modo ASCII para la misma velocidad. Cada mensaje debe ser transmitido en un flujo continuo.

2.4.1.c Trama del mensaje ModBus

En cualquiera de los modos de transmisión serie (ASCII o RTU), un mensaje Modbus es situado por el dispositivo que transmite, en una trama que tiene un comienzo y un final conocidos. Esto

permite a los dispositivos receptores comenzar en el arranque del mensaje, leer la parte de la dirección y determinar qué dispositivo es diseccionado y conocer cuándo se ha completado el mensaje. Pueden ser detectados mensajes parciales y establecer errores como resultado.

Trama ASCII

En modo ASCII, los mensajes comienzan con un carácter “:” (ASCII 3AH) y terminan con un par de caracteres CRLF (ASCII 0DH & 0AH). Los caracteres a transmitir permitidos para todos los demás campos son 0-A, A-F hexadecimal. Los dispositivos conectados en red monitorizan el bus de red continuamente para detectar un carácter “:”. Cuando se recibe, cada dispositivo decodifica el próximo campo para determinar si es el dispositivo direccionado. Pueden haber intervalos de hasta un segundo entre caracteres dentro del mensaje. Si transcurre más tiempo entre caracteres, el dispositivo receptor asume que ha ocurrido un error.

En la figura 2.5, Se muestra una trama de mensaje típica para el modo de transmisión ASCII.

ARRANQUE	DIRECCIÓN	FUNCIÓN	DATOS	COMPROBACIÓN LCR	FINAL
1 Caracter	2 Caracteres	2 Caracteres	N Caracteres	2 Caracteres	2 Caracteres CRLF

Figura 2.5. Trama de mensaje ASCII

Trama RTU

En modo RTU, los mensajes comienzan con un intervalo silencioso de al menos 3.5 tiempos de carácter. Esto es implementado más fácilmente como un múltiplo de tiempos de carácter a la velocidad de transmisión configurada en la red. El primer campo transmitido es entonces la dirección del dispositivo destinatario.

Los caracteres a transmitir permitidos para todos los campos son 0-A, A-F hexadecimal. Los dispositivos conectados en red

monitorizan el bus de red continuamente, incluso durante los intervalos silenciosos. Cuando el primer campo de dirección es recibido, cada dispositivo lo decodifica para determinar si es el dispositivo direccionado.

Siguiendo al último carácter transmitido, un intervalo de al menos 3.5 tiempos de carácter señala el final del mensaje. Un nuevo mensaje puede comenzar después de este intervalo.

La trama completa del mensaje debe ser transmitida como un flujo continuo. Si un intervalo silencioso de más de 1.5 tiempos de carácter tiene lugar antes de completar la trama, el dispositivo receptor desecha el mensaje incompleto y asume que el próximo byte será el campo de dirección de un nuevo mensaje.

De forma similar, si un nuevo mensaje comienza antes de que transcurran 3.5 tiempos de carácter después de un mensaje previo, el dispositivo receptor lo considerará una continuación del mensaje previo. Esto dará lugar a un error, ya que el valor en el campo final CRC no será

Válido para el mensaje combinado.

En la figura 2.6, Se muestra una trama de mensaje típica para el modo de transmisión RTU.

ARRANQUE	DIRECCIÓN	FUNCIÓN	DATOS	COMPROBACIÓN CRC	FINAL
T1-T2-T3-T4	8 Bits	8 Bits	N x 8 Bits	16 Bits	T1-T2-T3-T4

Figura 2.6. Trama de mensaje RTU

2.4.2 DNP 3.0 (Distributed Network Protocol)

El protocolo define las reglas por el cual los dispositivos conversan con algún otro, y el DNP 3.0 es un protocolo para transmisión de datos del punto A al punto B usando comunicación serial. Esto se usó primero en compañías eléctricas, pero esto funciona apropiadamente en otras áreas.

El DNP 3.0 suministra las reglas para las computadoras de la subestación y la computadora de estación maestra para comunicar datos y comandos de control. El DNP 3.0 es un protocolo no propietario que es disponible para cualquiera.

Las computadoras de la subestación recogen los datos para transmitirlo a la estación maestra como:

- entradas binarias
- entradas análogas
- Archivos que contienen datos de configuración.

La estación maestra emite comandos de control que toman la forma de:

- Cerrar o abrir interruptores
- Subir o bajar tap

El DNP 3.0 ha sido diseñado para optimizar la transmisión de la adquisición de datos y comandos de control de un dispositivo a otro. No es de propósito general del protocolo transferir grandes textos o grandes archivos.

2.4.2.a Modo de transmisión

Los términos servidor y cliente son aplicables para los sistemas DNP 3.0. La definición de servidor es un dispositivo o software de proceso que tiene datos o información que alguien de los demás quiere. Las computadoras de la subestación son servidores.

Un cliente es un dispositivo o software de proceso que requiere los datos del servidor. Una estación maestra es un cliente.

La figura 2.7, muestra la relación Cliente-Servidor y brinda una vista simplificada de la base de datos y el software de proceso involucrado.

Se debe notar que el DNP 3.0 cliente, también tiene una base de datos similar para los tipos de datos de entrada.

El maestro usa los valores en esta base de datos para propósitos de especificación de la exposición de los estados del sistema. Un objetivo del cliente es mantener esta base de datos actualizada. Esto es acompañado por envío de requerimiento al servidor preguntando para que retorne los valores de la base de datos del servidor. Este se llama interrogar. El servidor responde al requerimiento del cliente para transmitir el contenido de esta base de datos.

2.4.2.b Sistemas típicos donde es usado DNP 3.0

Actualmente existen diferentes arquitecturas de distribución para la interrelación entre el cliente y el servidor, examinemos algunos sistemas típicos.

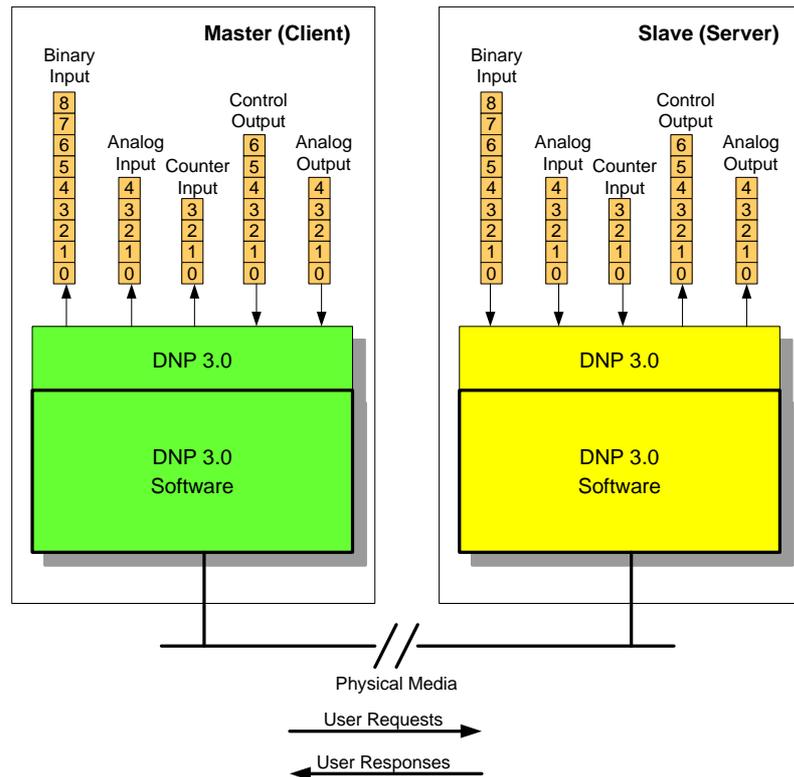


Figura 2.7. Interrelación Cliente – Servidor para protocolo DNP 3.0

Punto a Punto

En la figura 2.8 a, muestra un enlace punto a punto. El sistema uno a uno tiene una estación maestra y una esclava. La conexión física entre los dos es típicamente un canal dedicado o una línea telefónica.

Multipunto

En la figura 2.8 b, se muestra un enlace multipunto. El sistema multipunto tiene una estación maestra comunicado con múltiples dispositivos esclavos. La comunicación es típicamente entre el cliente y un servidor a la vez. El maestro solicita información del primer esclavo, después se desplaza sobre el siguiente por la

información, y continuamente interroga a cada esclavo en orden. El medio de comunicación es una línea telefónica multipunto, fibra óptica, o radio. Cada esclavo puede oír mensajes del maestro y solo esta permitido responder los mensajes direccionados al mismo. Los esclavos pueden o no pueden estar aptos para oír a cualquier otro.

Una estación puede operar como un cliente para recolectar la información o enviar comandos para el servidor en otra estación.

Jerárquico

En la figura 2.8 c, se muestra un sistema de tipo jerárquico donde el dispositivo en el central es un servidor para el cliente que esta a la izquierda y es un cliente para el dispositivo que esta a la derecha. El dispositivo central es a menudo llamado un sub-maestro.

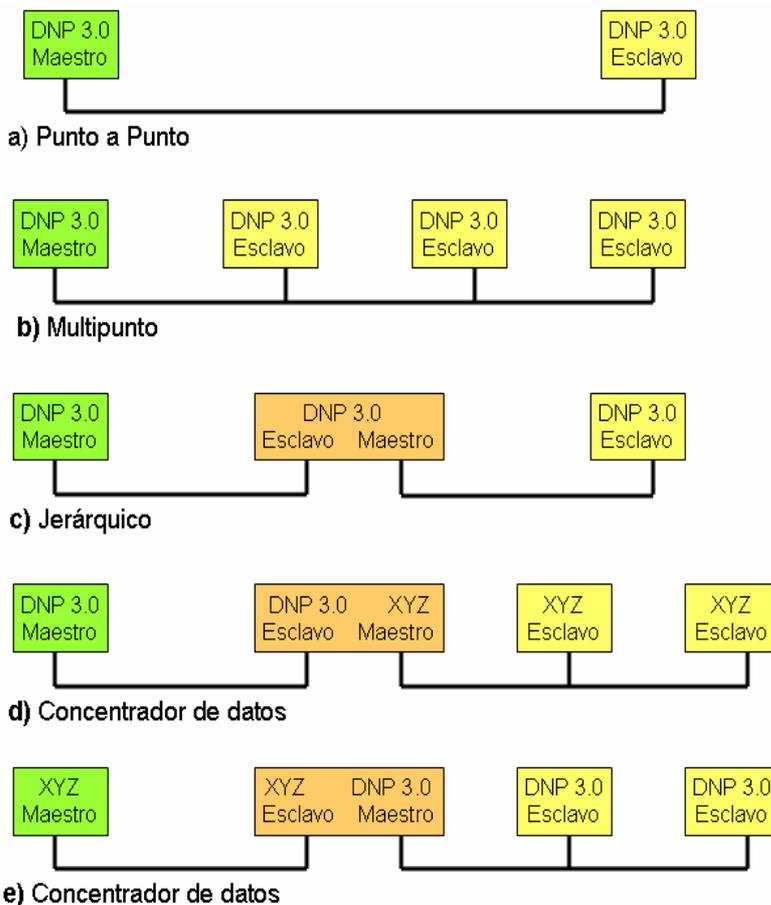


Figura 2.8. Arquitecturas de comunicación típicas

Concentrador de datos

En la figura 2.8 d y e, se muestra las aplicaciones de un concentrador de datos y convertidor de protocolo. Un dispositivo puede acumular información de múltiples servidores y almacenar esta información en la base de datos donde esta información es recuperada por la estación maestra. Este diseño es a menudo visto en subestaciones donde el concentrador de datos colecciona la información de los IEDs locales para transmitirlo a la estación maestra.

2.4.2.c Comunicación por Capas

Muchos circuitos de comunicación entre los dispositivos son imperfectos. Ellos son susceptibles al ruido y distorsión de señal. El software del DNP 3.0 utiliza el modelo de capas para suministrar confiablemente la transmisión de datos y efectuar un acercamiento organizado para la transmisión de datos y comandos.

Capa de Enlace, tiene la responsabilidad de hacer el enlace físico confiable. El hace esto por la detección de error y la detección de trama duplicada. La capa de enlace envía y recibe tramas.

Capa de Transporte, tiene la responsabilidad de fraccionar los mensajes largos dentro de tramas pequeñas para la capa de enlace para transmitirla, o cuando recibe, para recomponer las tramas dentro de mensajes largos. La capa de transporte es incorporada dentro de la capa aplicación. En DNP, la capa de transporte solo requiere un simple octeto dentro del mensaje para hacer su trabajo. Por consiguiente, desde la capa de enlace puede manejar sólo 250 octetos de datos, y uno de estos es usado para la función de transporte, entonces cada trama en la capa de enlace puede contener hasta 249 octetos en la capa de aplicación.

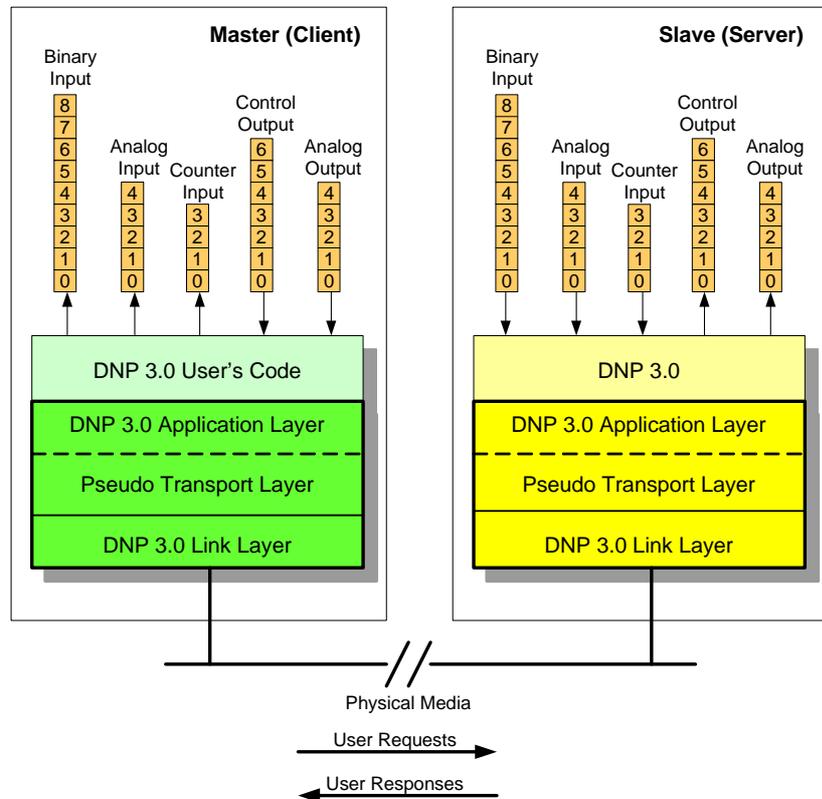


Figura 2.9. Las capas utilizadas por DNP 3.0

Capa de Aplicación, Los mensajes son fraccionados dentro de fragmentos. El tamaño de fragmentación es determinado por la memoria del dispositivo receptor. Este normalmente cae dentro de 2048 y 4096 bytes. Un mensaje que es largo entonces a una fragmentación requiere múltiples fragmentos. La fragmentación de mensajes es responsabilidad de la capa de aplicación. En la figura 10, se muestra la distribución de las capas.

2.4.2.d La trama DNP 3.0

Una trama DNP 3.0 consiste de una sección de cabecera y sección de datos.

Header, especifica el tamaño de la trama.

Data, contiene los datos aprobados.

Sync, es el inicio de cada trama, y que ayuda al receptor determinar donde comienza la trama.

Length, especifica el número de octetos en el resto de la trama, no incluyendo los octetos de verificación CRC. **Link Control,** es

usado en las capas de enlace del emisor y receptor para coordinar sus actividades.

Destination Adres, precisa que dispositivo puede procesar los datos.

Source Ardes, identifica que dispositivo envía el mensaje.

DNP 3.0 FRAME



HEADER



Figura 2.10. Trama DNP 3.0

Teniendo ambas direcciones de origen y destino satisface al mínimo un requerimiento para comunicación punto a punto porque el receptor conoce a donde va dirigida la respuesta. 65520 direcciones individuales son disponibles. Cada dispositivo debe tener una única dirección.

2.5 Conclusiones

En la actualidad, la utilización de dispositivos de campo o IEDs, se ha generalizado y la adopción de redes de comunicaciones industriales, como base de la automatización de subestaciones, es cada vez más frecuente. En este contexto, se observa que la implementación de redes locales se realiza, mediante distintos estándares de organizaciones internacionales.

CAPÍTULO III

AUTOMATIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ARES Y CALLALLI, UTILIZANDO PROCESADOR DE COMUNICACIONES

3.1 Introducción

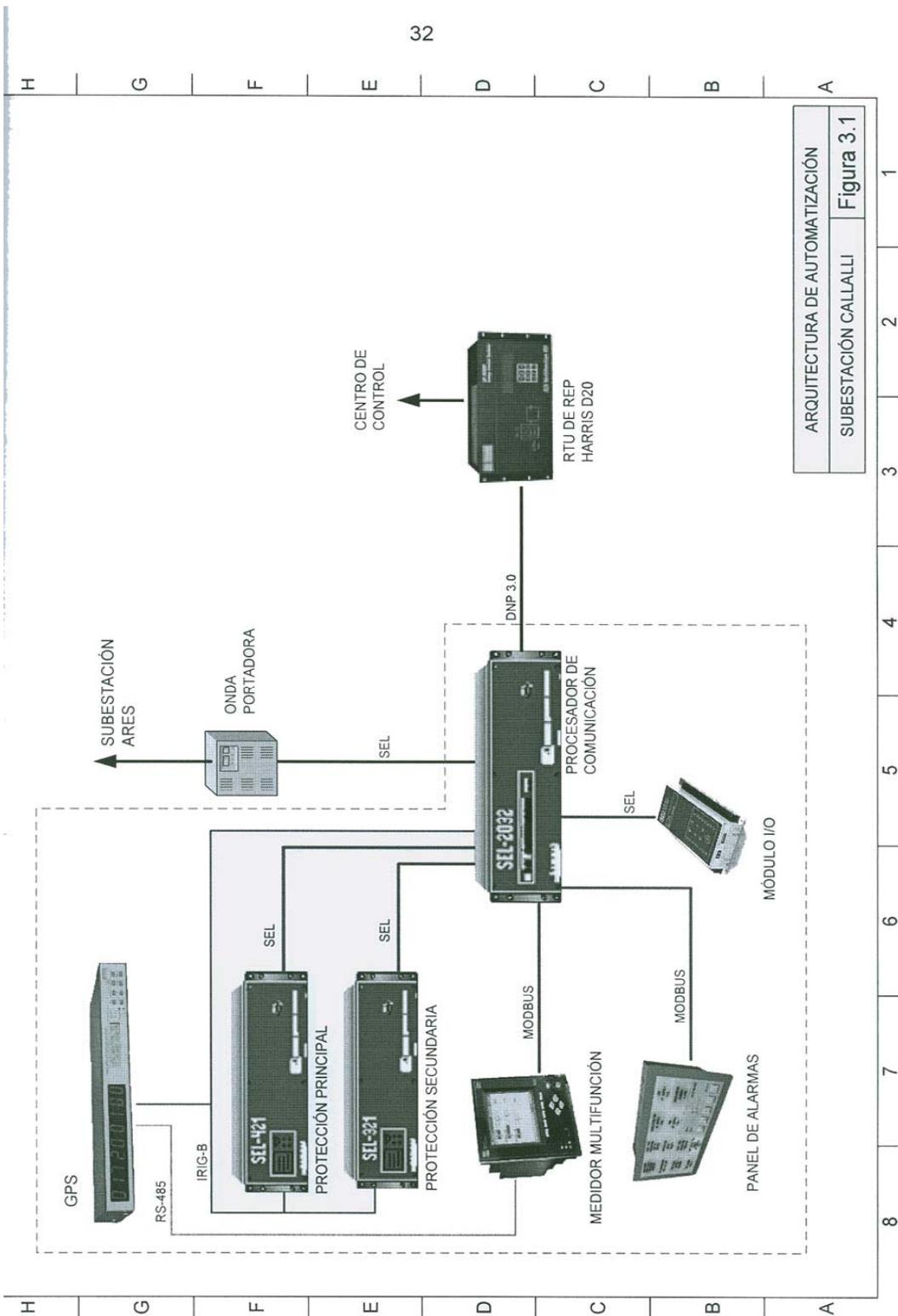
Los alcances del proyecto tienen como finalidad la automatización de la bahía correspondiente a la línea L1040 Callalli-Ares en 138kV en la subestación Callalli, y la automatización de las bahías; línea L1040 en 138kV Ares - Callalli, Transformador de potencia 138/66/22.9kV, salida a Huancarama en 66kV en la subestación Ares.

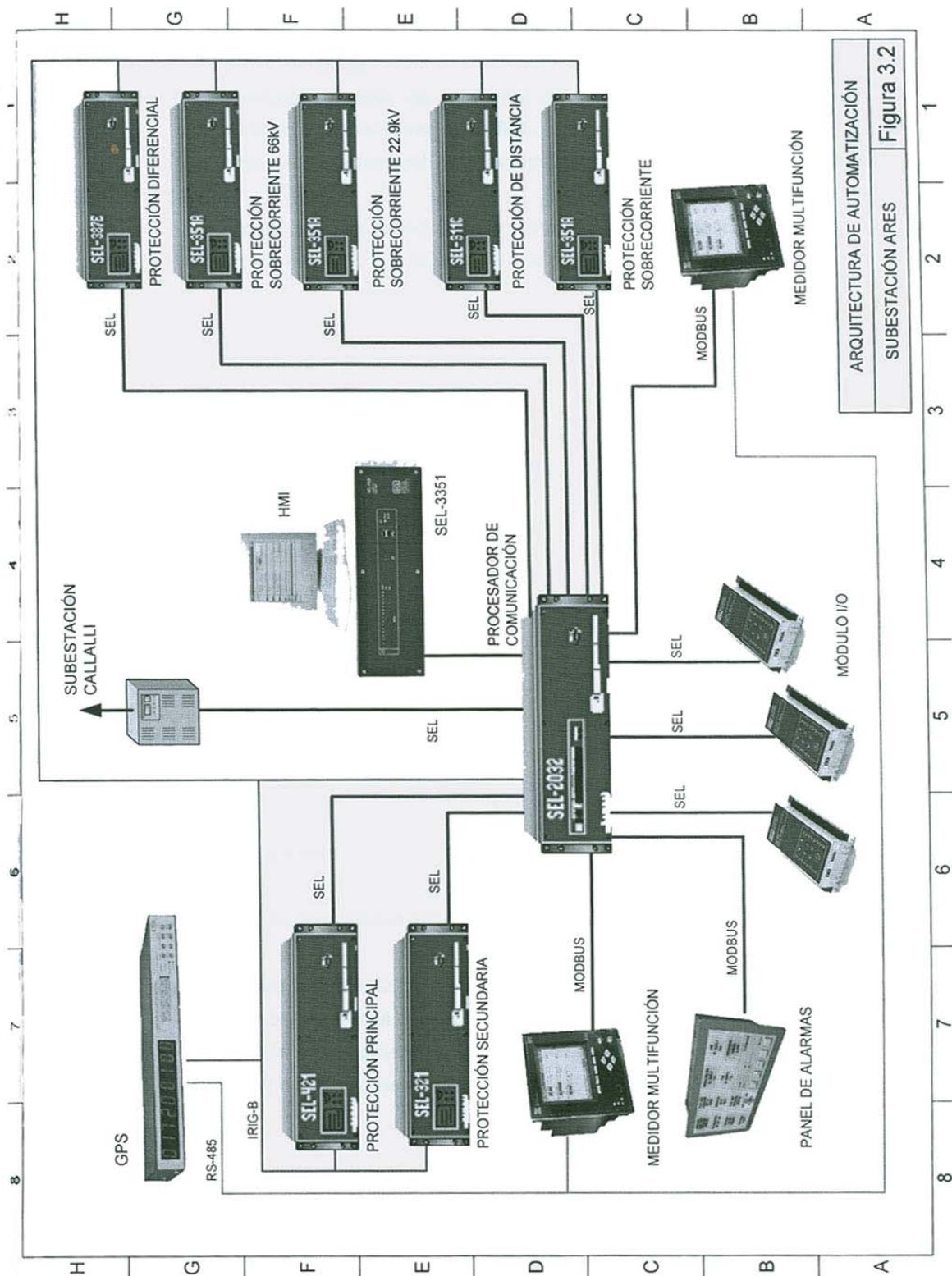
En la figura 3.1, se muestra la arquitectura de la subestación Callalli, y en la figura 3.2, se muestra la arquitectura de la subestación Ares.

3.2 Descripción del sistema eléctrico

Dentro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN, la subestación Callalli está uniendo los sistemas de generación de Charcani V en Arequipa (EGASA) con los sistemas de generación de Machupicchu en Cusco (EGEMSA) y San Gabán en Azángaro mediante las líneas de transmisión L1008 Callalli-Tintaya y L1020 Callalli-Santuario en 138Kv respectivamente.

La nueva línea L1040 Callalli-Ares en 138 kV, se utiliza para alimentar las cargas de los centros de producción mineros de Orcopampa y Shila a través de la línea de 66 kV Ares–Huancarama.





ARQUITECTURA DE AUTOMATIZACIÓN
SUBESTACIÓN ARES
Figura 3.2

Subestación Callalli

La subestación Callalli, se encuentra ubicada en el fundo de Coponeta sector Yurac Cancha distrito de Callalli, provincia de Caylloma del departamento de Arequipa; a una altura aproximada de 3914 msnm.

En la figura 3.3, se observa la bahía correspondiente a la línea L1040 en la subestación Callalli, la cual es parte del proyecto.

3.2.2 Subestación Ares

La subestación Ares, se encuentra ubicada dentro de las instalaciones de la Minera Ares, provincia de Castilla del departamento de Arequipa; a una altura aproximada de 5020 msnm.

En la figura 3.4, se observa las bahías correspondientes a la línea L1040, Transformador 138/66/22.9kV y salida línea Ares-Huancarama de la subestación Ares, las cuales son parte del proyecto.

3.3 Sistema de protección

Subestación Callalli

Línea L1040 138kV

- Protección de distancia principal, relé SEL-421
- Protección de distancia secundaria, relé SEL-321

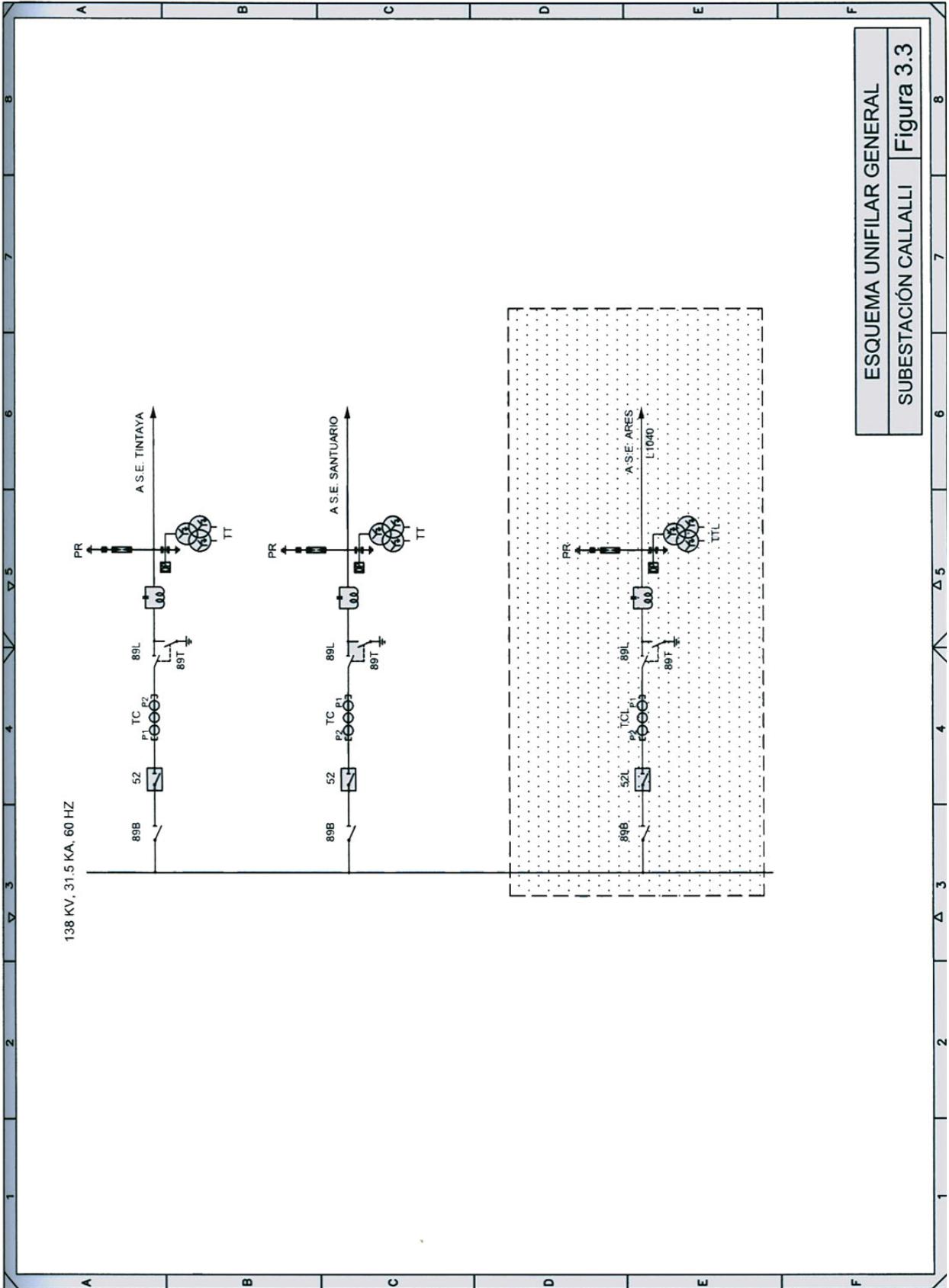
Subestación Ares

Línea L1040 138kV

- Protección de distancia principal, relé SEL-421
- Protección de distancia secundaria, relé SEL-321

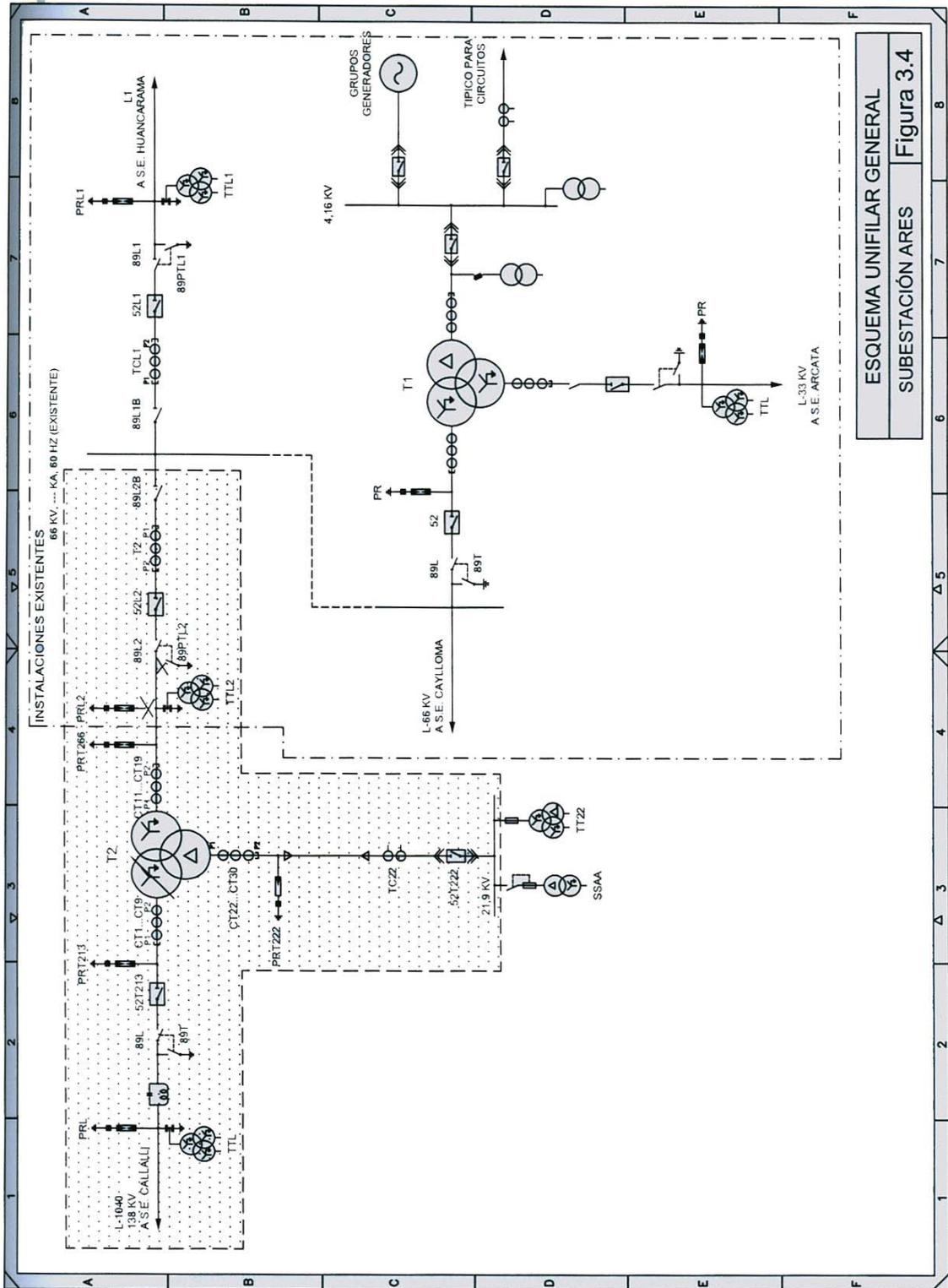
Transformador 138/66/22.9kV

- Protección diferencial del transformador, SEL-387E
- Protección sobrecorriente lado 66kV, SEL-351A
- Protección sobrecorriente lado 22.9kV, SEL-351A



ESQUEMA UNIFILAR GENERAL
SUBESTACIÓN CALLALI

Figura 3.3



ESQUEMA UNIFILAR GENERAL
SUBESTACIÓN ARES **Figura 3.4**

Línea Ares-Huancarama 66kV

- Protección de distancia principal, SEL-311C
- Protección sobrecorriente, SEL-351A

3.3.1 Protección de la línea L1040 Ares-Callalli

Función de distancia (21, 21N)

En la línea de transmisión de 138 kV Ares – Callalli se utilizan relés de distancia como protección principal y secundaria (21P, 21S). Ambas protecciones son redundantes, es decir, las fallas monofásicas y entre fases serán eliminadas por cualquiera de ellas.

El esquema de teleprotección a utilizar es el de sobrealcance permisivo (POTT) de manera que las fallas que se produzcan a lo largo de la línea sean eliminadas en forma instantánea.

Para fallas monofásicas en la línea, el disparo de los interruptores será monofásico con recierre por una sola vez y para fallas entre fases el disparo de los interruptores será trifásico y definitivo. La función de recierre monofásico (79) se activará también en ambos relés de distancia.

Para las fallas a tierra de alta impedancia se activará en cada uno de los relés la función de sobrecorriente a tierra direccional (67N). Esta función trabajará bajo el esquema de teleprotección de comparación direccional, siendo el disparo trifásico y definitivo.

Función de mínima tensión (27)

La función de mínima tensión (27) se activará en ambos relés de distancia con la finalidad de desconectar la línea en los casos de colapsos del sistema, de ahí que debe tener un tiempo de actuación prolongado.

Desde el punto de vista operativo, es mejor desconectar los sistemas para que la reposición se efectúe siguiendo los procedimientos establecidos.

Función de sobretensión de fases (59)

Solamente en la subestación Ares, se activará la función de sobretensión de fases (59) en ambos relés de distancia con la finalidad de proteger el transformador de potencia ante sobretensiones permanentes.

Función de falla de interruptor (50BF)

Esta función esta disponible en los dos relés de distancia, pero por el momento no serán activadas. Los disparos de esta protección serán previstos en borneras del tablero para su futura conexión a los interruptores adyacentes.

El esquema está previsto para enviar un disparo a la segunda bobina del interruptor con falla (RETRIP) y de no tener éxito, enviará un segundo disparo a los interruptores adyacentes y el interruptor remoto mediante un canal de teleprotección independiente.

Canales de teleprotección

Para cumplir con los esquemas propuestos en los sistemas de protecciones se requiere disponer de los siguientes canales:

Canal 1: Utilizado con la protección de distancia (21)

Canal 2: Utilizado con la protección de alta impedancia (67N)

Registrador y localizador de fallas

Todos los relés existentes disponen de la función de registro de falla (oscilografía) y en el caso del relé de distancia dispone además del localizador de fallas. Por otro lado, también disponen de contactos optoacopladores para registrar las señales ingresadas de otros equipos, por lo que siempre se tendrá el registro de la perturbación y los eventos en cada uno de los relés.

Se concluye de los párrafos anteriores, que las protecciones de la línea son totalmente redundantes debido a que se están activando las mismas funciones en ambos relés de distancia.

3.3.2 Protección diferencial del transformador de la subestación Ares

La protección diferencial del transformador de potencia esta compuesta por un relé SEL 387E que tiene como funciones principales la protección diferencial (87T) para tres devanados y protecciones de sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50/51N) en los tres devanados.

El relé SEL 387 tiene tres elementos diferenciales (87R-1, 87R-2 y 87R-3). La actuación de estos elementos se basa en la detección de la corriente

de operación IOP y de la corriente de restricción IRT que a sus ves son calculadas en función de las corrientes de ingreso de los tres devanados.

3.3.3 Protecciones de sobrecorriente de la subestación Ares

En la subestación Callalli no está previsto protección de sobrecorriente en la nueva línea, debido a que ya se tiene dos reles de distancia. En la subestación Ares las protecciones de sobrecorriente se tienen en los tres niveles de tensión.

En el lado de 138 kV se está activando la función de sobrecorriente de fases y tierra en el relé SEL 387. En el lado de 66 kV y 22.9 kV se ha previsto un relé de sobrecorriente independiente.

3.3.4 Protección de la línea Ares-Huancarama 66kV

La protección de la línea Ares – Huancarama está compuesta por un relé de distancia SEL 311C como protección principal y un relé de sobrecorriente SEL-351A como protección de respaldo.

Para todos los casos el disparo del interruptor será en forma trifásica y definitiva, es decir, no tendrá recierre por existir fuente en el extremo de Huancarama.

En la figura 3.5, se muestra es esquema del sistema de protección.

3.4 Sistema de medición

Subestación Callalli

Línea L1040 138kV

- Medidor multifunción, ION 7600

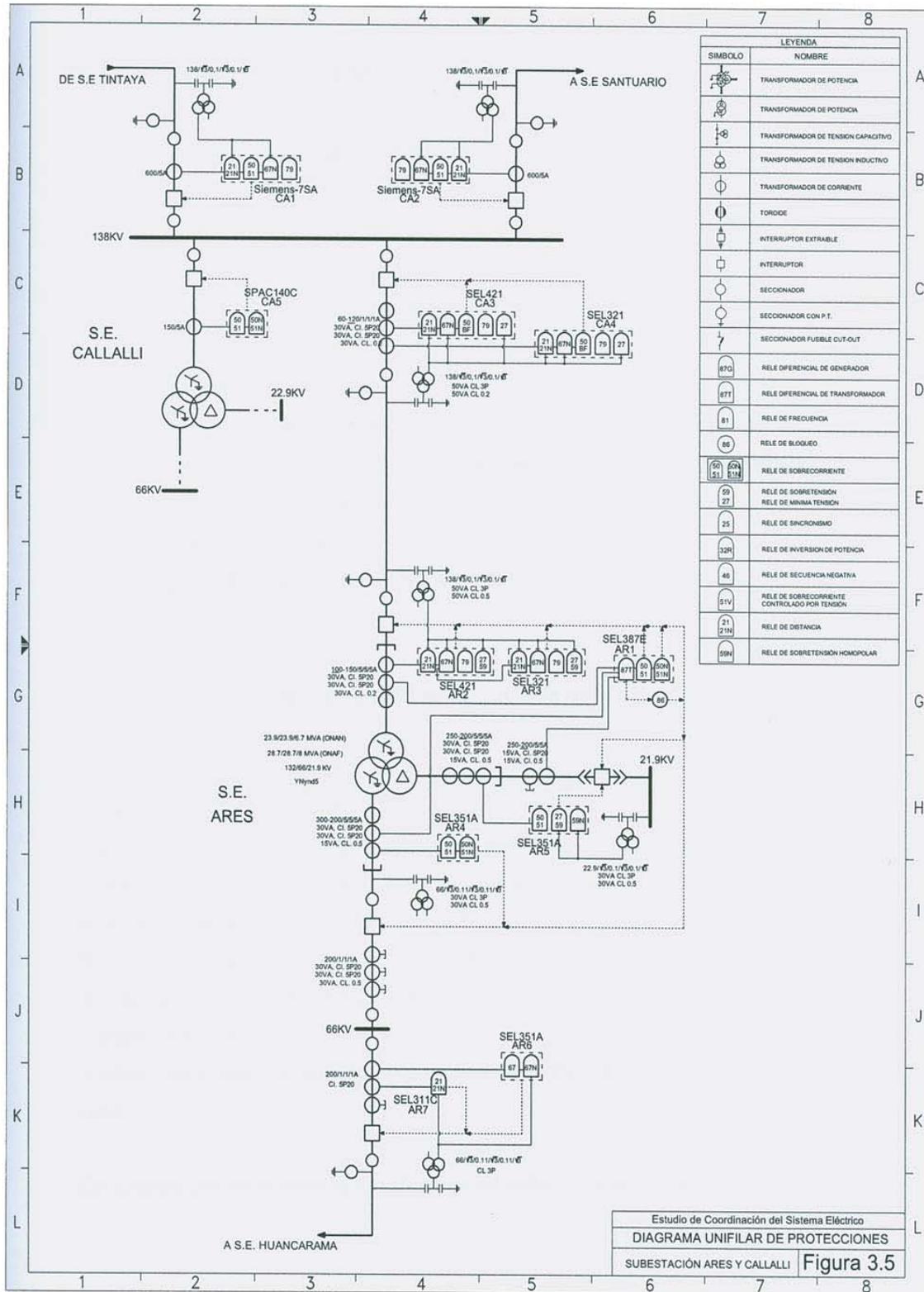
Subestación Ares

Línea L1040 138kV

- Medidor multifunción, ION 7600

Línea Ares-Huancarama 66kV

- Medidor multifunción, ION 7600



En todos los medidores del sistema se han implementado los siguientes parámetros:

Medidor multifunción, ION 7600

- KWh entregado, KWh recibido
- KVARh Q1, KVARh Q2, KVARh Q3, KVARh Q4
- Voltaje (promedio y por fases)
- Corriente (promedio y por fases)
- Frecuencia y factor de potencia.
- Armónicas individuales para tensión
- Registro de Sag / Swell.
- Registro de Interrupciones de Servicio Eléctrico.
- Registro de Variaciones de Tensión (Índice de Calidad de Tensión)
- Registro de Variaciones de Frecuencia (Índice de Calidad de Frecuencia).
- Registro de Valores máximos y mínimos de todos los parámetros.
- Registro de Eventos.
- Registro de Máxima Demanda.
- Oscilografía.

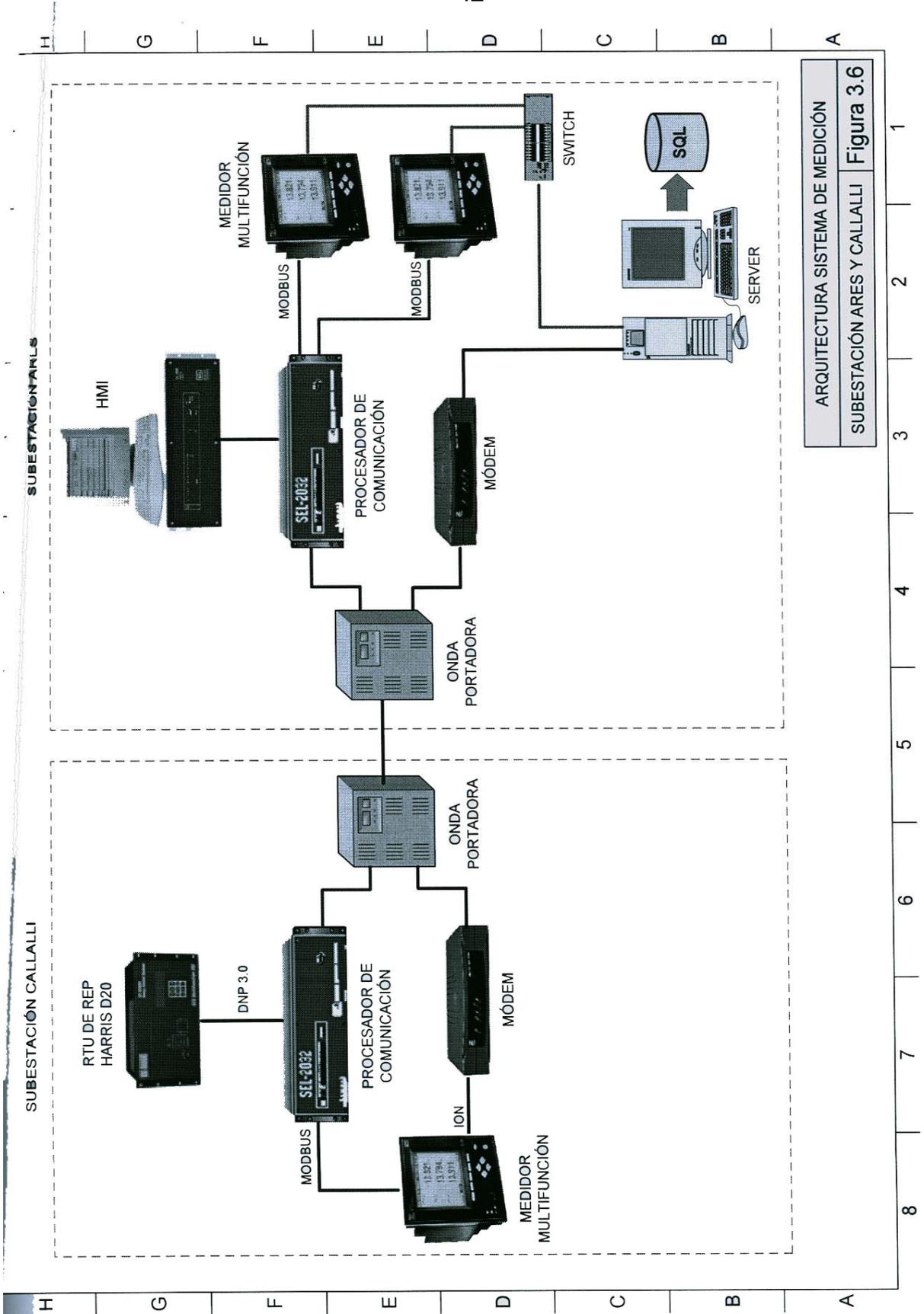
En el caso de la subestación Callalli se ha implementado una línea extendida de telefonía para la gestión del medidor.

En el caso de la subestación Ares, se ha implementado una red ethernet para gestión de los dos medidores.

Los medidores de Ares y Callalli se concentran en un servidor ubicado en la subestación Ares, en el cual se ha instalado el software Interprise 5.0. En este servidor se almacena todos los parámetros de los medidores en una base de datos SQL. A esta base de datos se puede acceder en forma remota, ya que una de las bondades de la licencia del software es que se puede tener hasta 5 usuarios remotos.

A futuro toda esta información será disponible hasta las oficinas del cliente en Lima.

En la figura 3.6 se muestra la arquitectura del sistema de medición.



SUBESTACIÓN ARES Y CALLALI

SUBESTACIÓN CALLALI

ARQUITECTURA SISTEMA DE MEDICIÓN
 SUBESTACIÓN ARES Y CALLALI **Figura 3.6**

3.5

Sistema de control

Subestación Callalli

Línea L1040 138kV

- Módulo I/O, SEL-2515

Subestación Ares

Línea L1040 138kV

- Módulo I/O, SEL-2515

Transformador 138/66/22.9kV

- Módulo I/O, SEL-2515

Línea Ares-Huancarama 66kV

- Módulo I/O, SEL-2515

Los módulos I/O, SEL-2515 realizan las siguientes funciones:

- Cierre/Apertura Interruptor
- Cierre/Apertura Seccionador de barra
- Cierre/Apertura Seccionador de línea

Para las subestaciones Callalli y Ares, los mandos pueden realizarse desde el tablero de control, el procesador de comunicaciones, y desde el HMI instalado en la subestación Ares.

Para el caso de Callalli los mandos son realizados también desde el Centro de Control de Socabaya.

3.6 Sistema de monitoreo

Subestación Callalli

Línea L1040 138kV

- Protección de distancia principal, SEL-421
- Protección de distancia secundaria, SEL-321
- Medidor Multifunción, ION 7600
- Panel de alarmas, ME3011
- Módulo I/O, SEL-2515

Subestación Ares

Línea L1040 138kV

- Protección de distancia principal, relé SEL-421
- Protección de distancia secundaria, relé SEL-321
- Medidor Multifunción, ION 7600
- Panel de Alarmas, ME3011
- Módulo I/O, SEL-2515

Transformador 138/66/22.9kV

- Protección diferencial del transformador, SEL-387E
- Protección sobrecorriente lado 66kV, SEL-351A
- Protección sobrecorriente lado 22.9kV, SEL-351A
- Módulo I/O, SEL-2515

Línea Ares-Huancarama 66kV

- Protección de distancia principal, SEL-311C
- Protección sobrecorriente, SEL-351A
- Medidor multifunción, ME3011
- Módulo I/O, SEL-2515

Para este sistema se han implementado las funciones básicas de monitoreo; señalización, alarmas y medidas.

Señalización

La señalización es recolectada por el mismo módulo I/O utilizado para el sistema control.

- Abierto/Cerrado Interruptor
- Abierto/Cerrado seccionador de barra
- Abierto/Cerrado seccionador de línea
- Abierto/Cerrado seccionador de puesta a tierra

Alarmas

Las alarmas son recolectadas de los diferentes equipos instalados en la bahía:

Relé SEL-421

- Disparo relé de distancia fase R protección principal

- Disparo relé de distancia fase S protección principal
- Disparo relé de distancia fase T protección principal
- Disparo trifásico de distancia protección principal
- Disparo zona 1 protección principal
- Disparo zona 2 protección principal
- Disparo 67N protección principal
- Disparo sobretensión protección principal
- Alarma emisión 21 teleprotección protección principal
- Alarma emisión 67N teleprotección protección principal
- Alarma Arranque fase R protección principal
- Alarma Arranque fase S protección principal
- Alarma Arranque fase T protección principal
- Alarma recierre protección principal
- Bloqueo recierre protección principal
- Bloqueo por falla fusible protección principal
- Alarma falla relé protección principal
- Disparo falla interruptor
- Falla circuito de disparo 1

Relé SEL-321

- Disparo relé de distancia fase R protección secundaria
- Disparo relé de distancia fase S protección secundaria
- Disparo relé de distancia fase T protección secundaria
- Disparo trifásico de distancia protección secundaria
- Disparo zona 1 protección secundaria
- Disparo zona 2 protección secundaria
- Disparo 67N protección secundaria
- Disparo sobretensión protección secundaria
- Alarma emisión 21 teleprotección protección secundaria
- Alarma emisión 67N teleprotección protección secundaria
- Alarma Arranque fase R protección secundaria
- Alarma Arranque fase S protección secundaria
- Alarma Arranque fase T protección secundaria
- Alarma recierre protección secundaria

- Bloqueo recierre protección secundaria
- Bloqueo por falla fusible protección secundaria
- Alarma falla relé protección secundaria
- Disparo falla interruptor
- Falla circuito de disparo 2

Relé SEL-387E

- Disparo protección diferencial
- Disparo sobrecorriente

Relé SEL-311C

- Disparo protección distancia
- Falla zona 1

Relé SEL-351A

- Disparo protección sobrecorriente

Panel de Alarmas - ME3011

- Alarma relé Buchholz
- Disparo relé Buchholz
- Alarma temperatura de aceite
- Disparo relé de presión
- Alarma baja presión SF6 Interruptor
- Bloqueo por baja presión SF6
- Falla carga de resortes
- Falla relé térmico motores
- Disparo por discordancia de polos
- Interruptor en posición local
- Falla tensión Vac medidas
- Falla Vac protecciones

Medidas

Los parámetros a ser monitoreados son tomados del medidor multifunción, estos parámetros también pueden ser tomados de los relés multifunción, ya que estos

no necesitan ser de precisión porque solo son indicativos para el Centro de Control y para el HMI.

Medidor Multifunción – ION 7600

- Tensión Vab
- Corriente Ib
- Potencia Activa total
- Potencia Reactiva total

3.7 Sistema de comunicación

Subestación Callalli

- Reloj GPS, 1084C
- Procesador de comunicaciones, SEL-2032

Subestación Ares

- Reloj GPS, 1084C
- Procesador de comunicaciones, SEL-2032
- Computador industrial, SEL-3351
- HMI

Reloj GPS, 1084C

Sincronizara la hora de los equipos de protección, medición, y al procesador de comunicaciones. Para los relés y el procesador la señal de sincronización es por IRIG-B y para el caso de los medidores multifunción la señal de sincronización es por RS485.

Procesador de Comunicaciones, SEL-2032

Subestación Callalli

Recolecta la información de los relés de protección, medidores, módulo I/O, y el panel de alarmas correspondiente a la bahía de la línea L1040. Toda esta información es transmitida por medio de la onda portadora en protocolo SEL al procesador de comunicaciones de la subestación Ares. A la vez es transmitida en forma serial y en protocolo DNP 3.0 a la RTU existente de REP en la subestación Callalli, para que posteriormente esta la envíe al Centro de Control de Socabaya.



Figura 3.7 HMI, subestación Ares

Subestación Ares

Recolecta la información de los relés de protección, medidores, Módulos I/O, y el panel de alarmas correspondiente a la bahía de la línea L1040, transformador 138/66/22.9, línea Ares-Huancarama y los datos del procesador de comunicaciones de la subestación Callalli. Toda esta información es transmitida por medio de la onda portadora en protocolo SEL al procesador de comunicaciones de la subestación Callalli, y a la vez esta información es enviada al computador SEL-3351 para ser utilizada por el HMI. En este caso se tiene previsto una salida para enviar a través de enlace satelital y en protocolo DNP 3.0 a las oficinas de CONENHUA en Lima.

Si el protocolo requerido es diferente a DNP 3.0, el enlace podría ser desde el computador SEL-3351, el cual soporta diferentes protocolos (DNP 3.0, OPC Server, IEC 60870-5-101 y IEC 61850).

HMI

El HMI, presenta gráficamente el esquema unifilar de las subestaciones Callalli y Ares. Se puede visualizar la posición de equipos, las medidas, los registros de eventos, se puede monitorear el estado de las comunicaciones de cada IED, y realizar los mandos remotos para ambas subestaciones.

En la figura 3.7, se muestra la consola del HMI, en el cual se puede apreciar el despliegue de la subestación Ares.

3.8 Implementación

3.8.1 Ingeniería de detalle

El desarrollo de la ingeniería de detalle consiste en elaborar los esquemas funcionales de los equipos de protección, medición, control y comunicación.

Esquemas de Protección

En estos planos se detallan los circuitos de corriente, tensión, disparos del interruptor, recierre, y teleprotección para los equipos de protección del sistema.

Esquemas de Medición

En estos planos se detallan los circuitos de corriente, y tensión para los equipos de medición del sistema.

Esquemas de Control

En estos planos se detallan los circuitos de cierre y apertura de los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores), ya sea en local, distancia y remoto.

También se desarrollan los circuitos de interbloqueo eléctrico entre los equipos de maniobra.

En estos esquemas también se detallan los circuitos de disparo de las protecciones

Esquemas de comunicación

En estos esquemas se detallan la conexión de comunicación de los equipos de protección, medición y control con el procesador de comunicaciones.

3.8.2 Suministro de equipos

Subestación Callalli

➤ **Tablero de protección línea L1040**, se suministró 01 tablero auto soportado TS8, puerta batiente, con puerta frontal de vidrio, de 2100x800x800mm, importado marca Rittal, con grado de protección IP55, en color RAL 7032, equipado con dos rejillas de ventilación natural, Interruptor termo magnético 2x10A, 20KA/240V, Merlin Gerin, modelo C60N, resistencia calefactora de 30W con termostato, lámpara de iluminación con switch de puerta y barra de tierra de cobre de 5x10mm. Con los siguientes equipos:

- Reloj GPS, 1084C
- Procesador de comunicaciones, SEL-2032
- Relé protección de distancia principal, SEL-421
- Relé protección de distancia secundaria, SEL-321
- Medidor multifunción, ION 7600
- Panel de Alarmas, ME3011
- Borneras de pruebas, MMLG01

- **Tablero de control**, se suministró 01 tablero auto soportado , de dimensiones 2100x800x800mm, nacional , con grado de protección IP54, en color gris, equipado con dos rejillas de ventilación natural, Interruptor termo magnético 2x10A, 20KA/240V, Merlin Gerin, modelo C60N, resistencia calefactora de 30W con termóstato, lámpara de iluminación con switch de puerta y barra de tierra de cobre de 5x10mm.

Con los siguientes equipos:

- Indicador multifunción, Recdigit Display
- Conmutadores de mando y señalización, Entrelec
- Conmutadores de señalización, Entrelec
- Llave de enclavamiento, Entrelec
- Módulo I/O, SEL-2515

En la figura 3.8, se muestra las dimensiones de los tableros y la disposición de los equipos de la subestación Callalli.

En la figura 3.9, se muestra una fotografía de los tableros instalados en la sala de control de la subestación Callalli

Subestación Ares

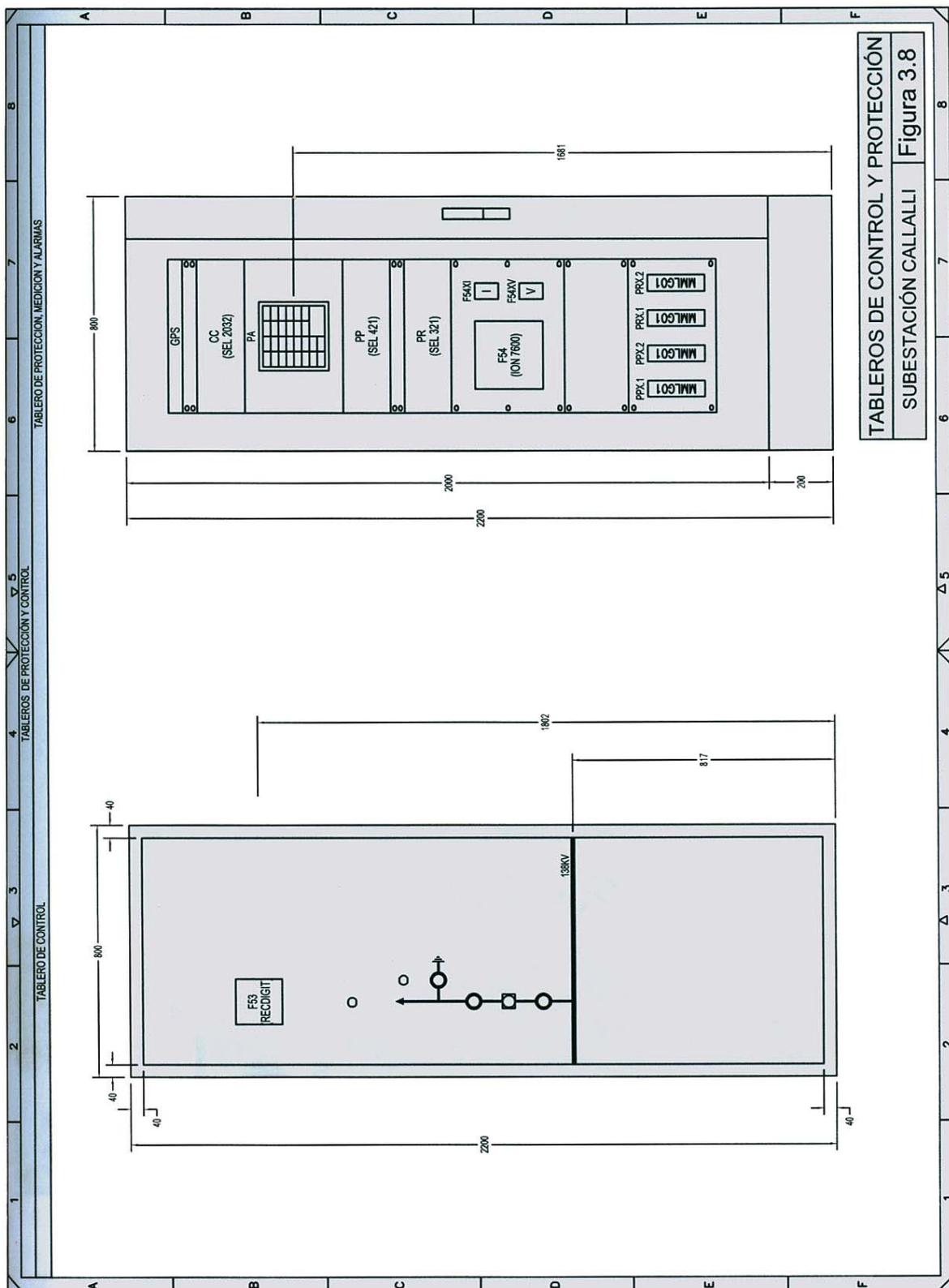
- **Tablero de protección línea L1040**, se suministró 01 tablero similar al tablero de protección de Callalli. Con los siguientes equipos:
 - Reloj GPS, 1084C
 - Procesador de comunicaciones, SEL-2032
 - Computador industrial, SEL-3351
 - Relé protección de distancia principal, SEL-421
 - Relé protección de distancia secundaria, SEL-321
 - Medidor multifunción, ION 7600
 - Borneras de pruebas, MMLG01



Tablero de Protección
Línea Ares-Callalli

Tablero de Control
Línea Ares-Callalli

Figura 3.9 Tableros de protección y control subestación Callalli



TABLEROS DE CONTROL Y PROTECCIÓN
SUBESTACIÓN CALLALI Figura 3.8

Tablero de protección transformador 138/66/22.9kV, se suministró 01 tablero similar al tablero de protección de Callalli. Con los siguientes equipos:

- Relé protección diferencial transformador, SEL-387E
- Relé protección sobrecorriente 66kV, SEL-351A
- Relé protección sobrecorriente 22.9kV, SEL-351A
- Relé de bloqueo, MVAJ10

➤ **Tablero de protección línea Ares-Huancarama**, se suministró 01 tablero similar al tablero de protección de Callalli. Con los siguientes equipos:

- Relé protección distancia, SEL-311C
- Relé protección sobrecorriente, SEL-351A
- Medidor multifunción, ION 7600

➤ **Tablero de control**, se suministró 01 tablero auto soportado TS8, con puerta posterior, de 2100x800x800mm, importado marca Rittal, con grado de protección IP55, en color RAL 7032, equipado con dos rejillas de ventilación natural, Interruptor termo magnético 2x10A, 20KA/240V, Merlin Gerin, modelo C60N, resistencia calefactora de 30W con termóstato, lámpara de iluminación con switch de puerta y barra de tierra de cobre de 5x10mm. Con los siguientes equipos:

- Panel de alarmas, ME3011
- Indicadores multifunción, Recdigit Display
- Conmutadores de mando y señalización, Entrelec
- Conmutadores de señalización, Entrelec
- Llave de enclavamiento, Entrelec
- Módulos I/O, SEL-2515

En la figura 3.10, se muestra las dimensiones de los tableros y la disposición de los equipos de la subestación Ares.

En la figura 3.11, se muestra una fotografía de los tableros instalados en la sala de control de la subestación Ares

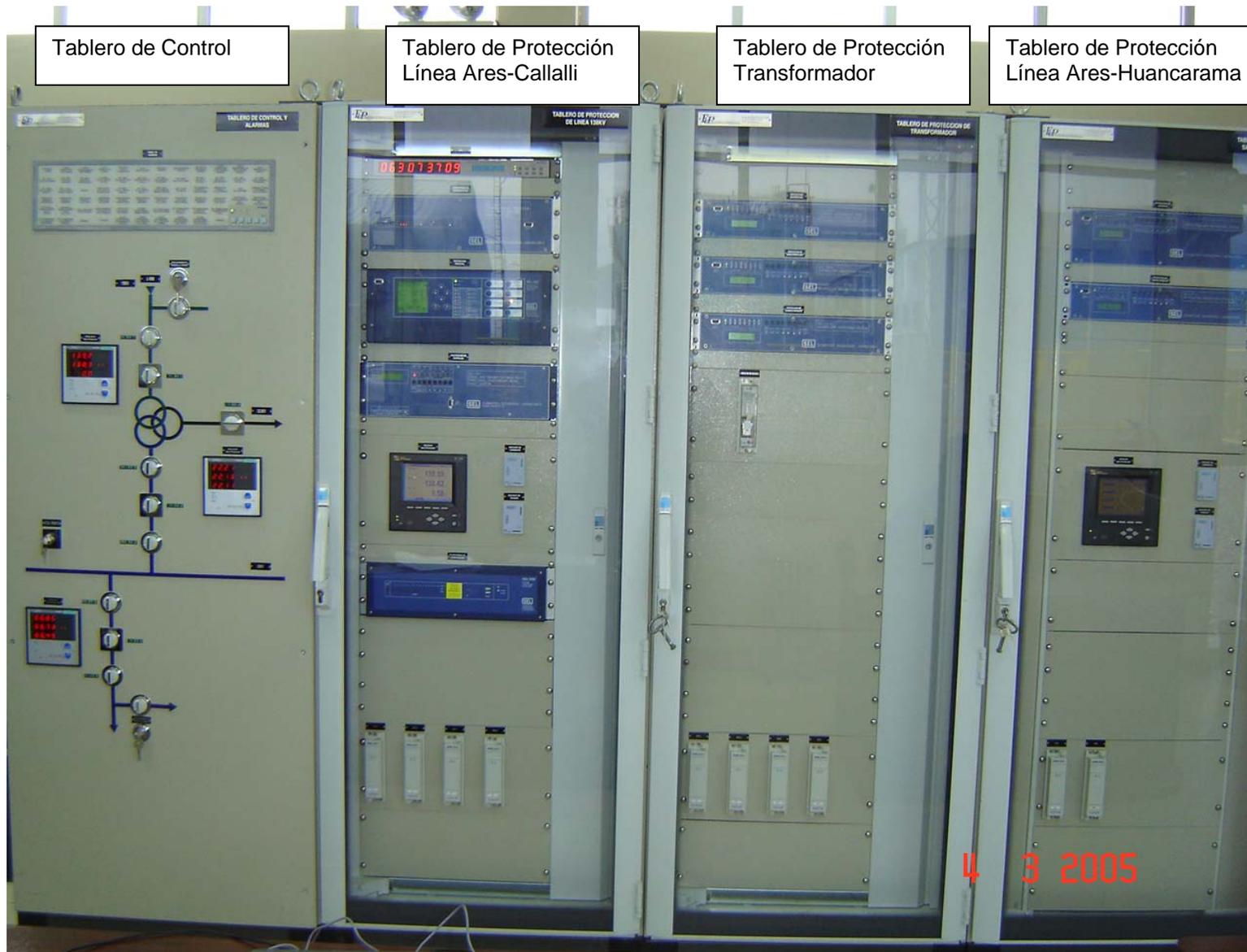
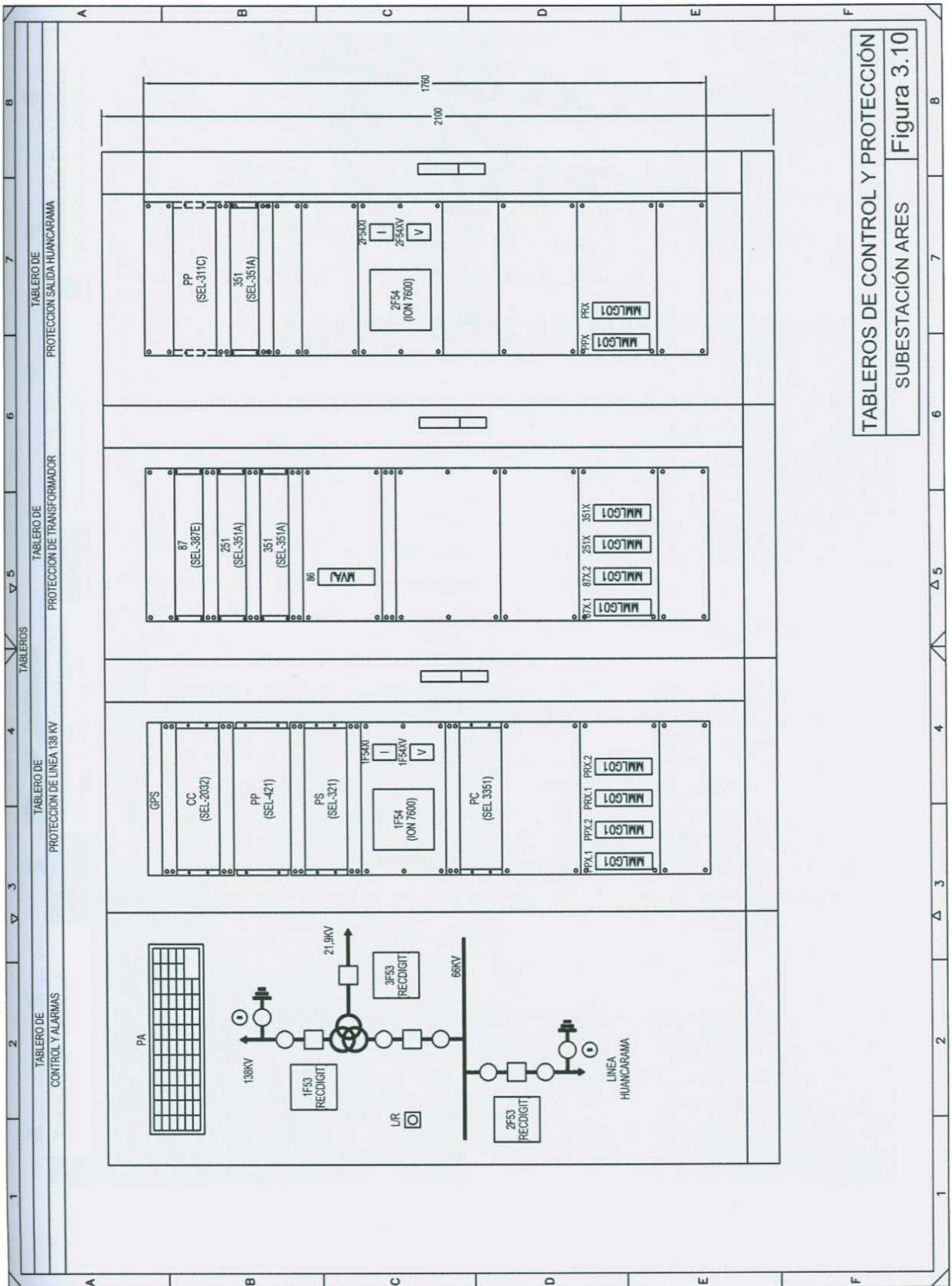


Figura 3.11 Tableros de protección y control subestación Ares



TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN
SUBESTACIÓN ARES Figura 3.10

3.8.3

3.8.3 Base de datos

La base de datos para la automatización se desarrolla en el procesador de comunicaciones.

En el anexo B se muestra la base de datos de las subestaciones Callalli y Ares.

3.8.4 Pruebas

Pruebas Funcionales

Estas pruebas consisten en la verificación del funcionamiento individual de cada equipo suministrado y del cumplimiento de los requisitos funcionales y características técnicas establecidas. Estas pruebas tienen por objetivo verificar la bondad de la instalación, el éxito del ensamblaje de las diferentes unidades y como consecuencia la verificación de los parámetros del sistema.

Se comprobará el estado de conservación general de los equipos y materiales, su fijación mecánica así como los trabajos de acabado respectivos.

Pruebas de Integración

Estas pruebas consisten en la verificación de interoperatividad de todos los equipos que conforman el sistema, completamente integrados, todas las interfaces en tiempo real son probadas, la base de datos, el HMI, los enlaces de comunicación entre las subestaciones Callalli y Ares.

3.9 Conclusiones

La arquitectura empleada en las subestaciones Callalli y Ares es jerárquica, y la topología de comunicación es estrella.

Las ventajas de una topología estrella es la autonomía de cada IEDs con respecto al enlace de comunicación.

Los registros almacenados en la base de datos SQL de los medidores se pueden utilizar para análisis del sistema.

La base de datos del HMI, es limitada en capacidad, falta adquirir el software que le da mayor capacidad, con esto se podría almacenar mayor información y utilizar al máximo el potencial de los equipos instalados.

La utilización del procesador de comunicaciones para la automatización de este sistema ha reducido el costo de RTU's en ambas subestaciones, así como de transductores, relés auxiliares. Se pudo haber reducido aún más el costo si no se hubiera implementado el tablero de control. Sin embargo, como ocurre muchas veces es el cliente quien solicita tener un sistema de control tradicional por razones comprensibles de no confiar aun en la tecnología de automatización de subestaciones.

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL PROCESADOR DE COMUNICACIÓN

4.1 Introducción

El Procesador de comunicaciones SEL-2032 suministra muchas características necesarias en las subestaciones de hoy para comunicarse con una variedad de dispositivos. El SEL-2032 puede suministrar sofisticada comunicación y capacidad para manejo de datos requeridos para un avanzado proyecto de integración de subestación.

El procesador de comunicaciones SEL-2032 es un gran adelanto para comunicación de subestación, automatización, e integración. Este combina comunicaciones multipunto, base de datos, procesamiento, memoria no volátil, cronómetro, sincronización, alarma de monitoreo, dentro de un compacto, económico, de uso simple, y poderoso dispositivo.

4.2 Proceso de integración

Hay muchos procedimientos para diseñar e implementar subestaciones integradas. Muchas veces se intenta diseñar sistemas por elección de un protocolo de comunicación antes que diseñar un sistema que reúna las necesidades de los diversos consumidores que dependerán de este.

Los siguientes procesos de diseños ayudaran a integrar satisfactoriamente una subestación usando el SEL-2032.

Paso 1. Determinar requerimientos de datos

Lista de datos de los consumidores que requieren de sincronización horaria, medidas, estados, ingeniería, y rutas de control.

Paso 2. Recopilar de información de los IEDs de la Subestación

Los IEDs de las subestaciones principalmente son elegidos por función como relés de protección, cargadores de baterías, y otros. Hacer una lista de estos dispositivos y coleccionar la información de comunicación incluyendo protocolos, medio de comunicación, y velocidad de transmisión de datos.

Paso 3. Diseñar arquitectura de la Subestación

Poner fuera los dispositivos y comenzar a conectarlos con una ruta de comunicación. Conectar los IEDs al SEL-2032 usando una red estrella. Los dispositivos maestros pueden tener protocolos específicos o necesitan conectarse. También, este es un buen momento para decidir sobre si se usa fibra óptica o cables metálicos para conectar el SEL-2032 con los IEDs.

Paso 4. Determinar información de protocolo de los IEDs

Para los dispositivos SEL, es mejor usar su propio protocolo SEL y aprovechar las ventajas de auto configuración. Para los dispositivos no SEL, se debe determinar la información necesaria del protocolo para coleccionar los datos que requieran los consumidores.

Paso 5. Determinar la lista detallada para dispositivos maestros

Para conectar a dispositivos maestros como sistemas SCADA y HMI, determinar exactamente que información son requeridas y como ellos escalaran y presentaran dicha información. Esto permitirá configurar el SEL-2032 para mover y escalar los datos coleccionados dentro y optimizar la configuración para cada dispositivo maestro.

Paso 6. Determinar la configuración de puertos requeridos por el SEL-2032

Usar la información acerca de los IEDs y enlaces de comunicación para determinar parámetros de enlaces incluyendo velocidad de comunicación, paridad, bits de parada y control de flujo.

Paso 7. Determinar los mensajes de colección de datos del SEL-2032

Para los IEDs SEL, use los mensajes "20" para coleccionar y analizar automáticamente los datos. Para dispositivos que no sean SEL usar la

información recogida en el paso 4 para determinar las salidas de control, los mensajes requeridos y las respuestas.

Paso 8. Determinar las configuraciones Match/Movement del SEL-2032

Este paso conecta los datos coleccionados en el paso 7 a los datos requeridos del maestro del paso 5.

La configuración **Match/Movement** concentra, escala, y maneja los datos coleccionados para los dispositivos maestros.

4.3 Integración con SEL 2032

El SEL-2032 combinado con relés SEL, IEDs y el software SEL forman un comprensivo acercamiento para integrar la subestación. Si se considera las categorías funcionales básicas y construimos un sistema fuera de lo convencional, empezamos con el sistema mostrado en la figura 4.1.

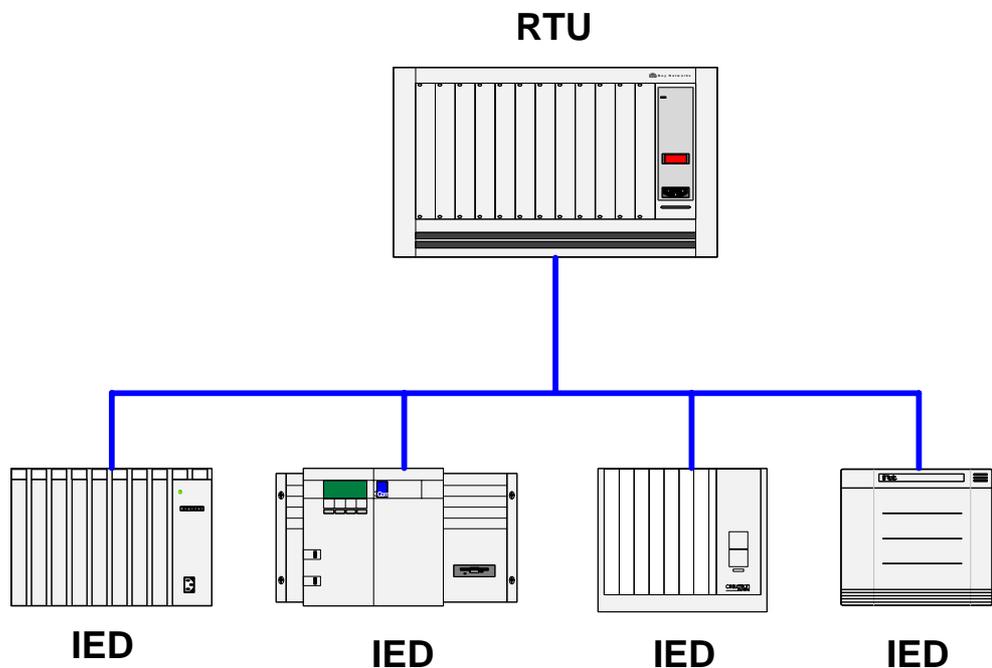


Figura 4.1 IEDs comunicados con RTU

En la figura 4.2, se usa una red multipunto para conectar los IEDs a la RTU y proveer un control básico y función de monitoreo SCADA.

En adición a la conexión RTU, consideramos una PC para las funciones del HMI local y conectar a través de una red multipunto separada a los IEDs. El tiempo de sincronización a través de una señal IRIG-B de un reloj GPS, se debe conectar al reloj de cada dispositivo con entrada IRIG-B. Esto requiere conectar mediante cable coaxial a todos los dispositivos en una tercera conexión multipunto.

Después de aplicar las primeras tres redes, aun no se tiene conexión para ingeniería e información de análisis. En este caso se asume que la conexión de ingeniería será hecha vía una conexión módem. Entonces se conecta el módem al **Port Switch** y este a cada IED.

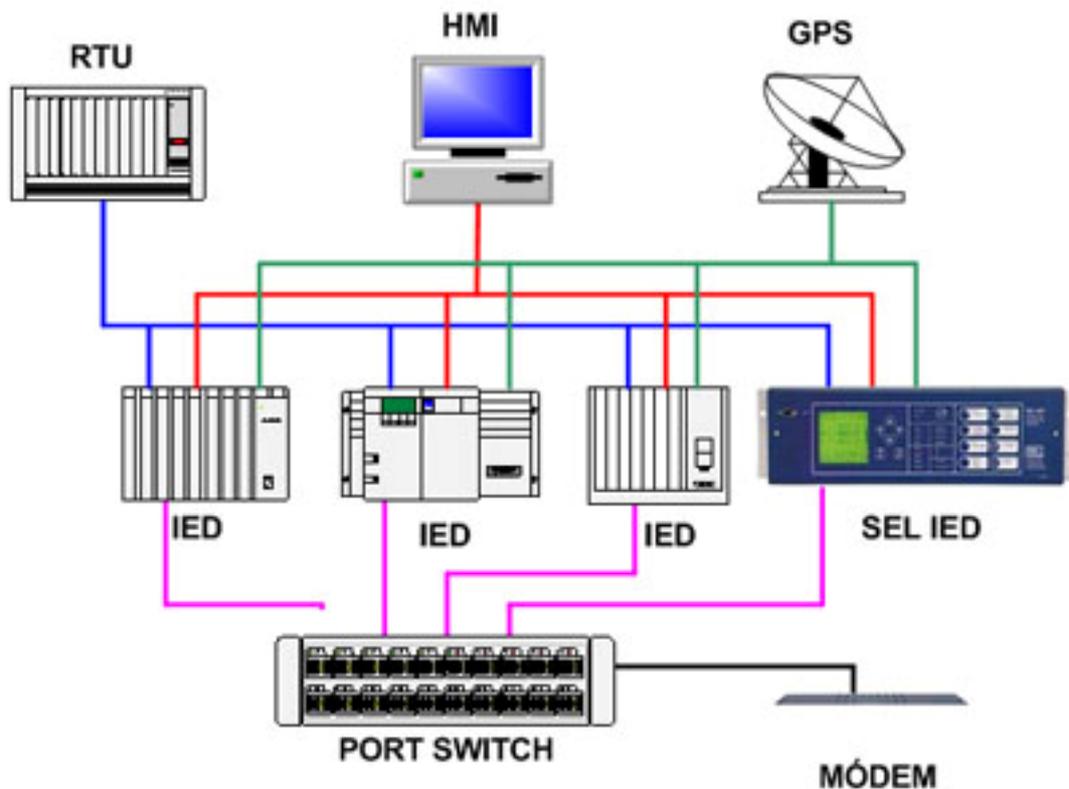


Figura 4.2. Subestación integrada sin procesador de comunicaciones.

Después, se crea un sistema que ejecuta las mismas funciones usando el SEL-2032 y un número similar de IEDs. En el ejemplo mostrado en la figura 4.3.

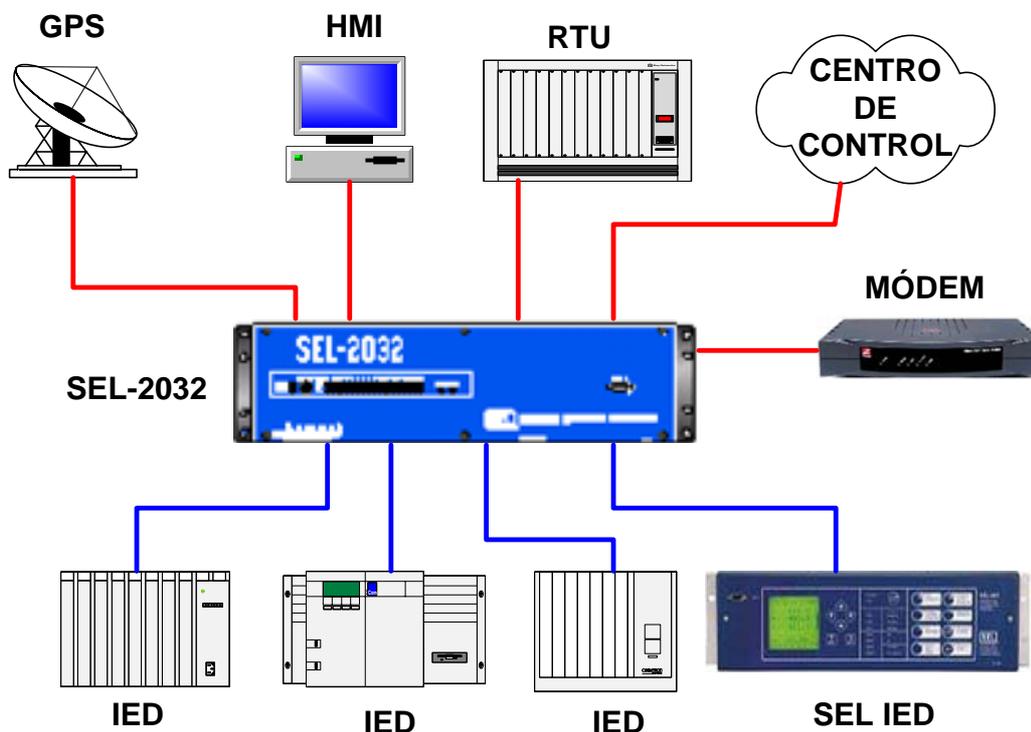


Figura 4.3 Sistema integrado usando el procesador de comunicaciones SEL-2032

4.3.1 Red estrella

La solución SEL es una red estrella. Este medio hace al sistema esencialmente más confiable. La red estrella no está sujeta al mismo modo de falla como una red multipunto que puede causar el cese de operación de toda la red. Distinto a las RTUs, PCs, y otras soluciones de integración, el SEL-2032 es construido y probado para los mismos estándares como los relés de protección SEL.

En una arquitectura de red estrella, el nodo central puede ser un punto simple de falla. Porque el SEL-2032 es mucho más confiable que las soluciones de integración tradicionales.

La red estrella es también menos costosa para construir. Primero, sólo se requiere un cable por dispositivo reduciendo el cableado y pocas oportunidades de equivocarse y fallas futuras. Segundo, se puede usar fibra óptica para proveer lo fundamental en inmunidad al ruido y aislamiento eléctrico.

La solución SEL es el sistema de integración que permite distribuir a alta precisión las señales de tiempo IRIG-B vía fibra óptica mejor que el cable coaxial.

Si se esta integrando con dispositivos no SEL, la conexión independiente punto a punto de la red estrella permite integrar dispositivos con diferentes protocolos, diferente velocidades de comunicación y medios de comunicación sin considerar convertir todos los dispositivos a un tipo de conexión y protocolo común.

4.3.2 Beneficios de la solución SEL 2032

➤ **Soporta múltiples consumidores**, la elegancia de la solución SEL es la capacidad del SEL-2032 para suministrar datos independientes o conexiones a diferentes consumidores. Por ejemplo, los datos que se envía al sistema SCADA puede ser diferente que los datos que se envían al HMI. El protocolo y la interfase física pueden también ser diferentes. En vez de conectar cada sistema a los IEDs, se puede coleccionar los datos una vez de los IEDs y entonces preparar un concentrador, agregando independencia de la fijación de dato para cada consumidor.

➤ **Aislar los IEDs de la emisión de Integración**, Cuando se usa el SEL-2032, se ejecuta muchas tareas de integración y proveer de interfase de integración para el SEL-2032 es mejor que directamente a los IEDs. De esta manera se tiene la mejor posibilidad de cambio sin perturbar los IEDs ya que el sistema de integración esta evolucionando o cambiando continuamente.

El SEL-2032 permite integrar un sistema hoy y proveer enlace serial para consumidores. En el futuro se puede actualizar el SEL-2032 para suministrar protocolos adicionales o instalar una tarjeta y adherir nueva conexión sin perturbar a los IEDs. Esta es una preocupación principal si la alternativa del sistema requerirá actualizaciones.

4.4 Usando SEL 2032 con IEDs

El SEL-2032 es el centro en una red estrella que provee prácticamente comunicación virtual a algunos IEDs, para el propósito de configuración, diagnostico, adquisición de datos, y control. La configuración de red estrella SEL, se comunicada con dispositivos SEL y no SEL como vía de modo transparente y modo cliente servidor.

4.4.1 Modo Transparente

Configuración, diagnóstico, adquisición de datos en tiempo real y históricos pueden ser realizadas por conexión directa a un IED. El SEL-2032 permite hasta 16 conexiones virtuales directas, 15 si es usado el módem interno. Los dispositivos non-SEL pueden necesitar aplicaciones propietarios para estas transacciones; los dispositivos SEL simplemente necesitan un dispositivo terminal de emulación.

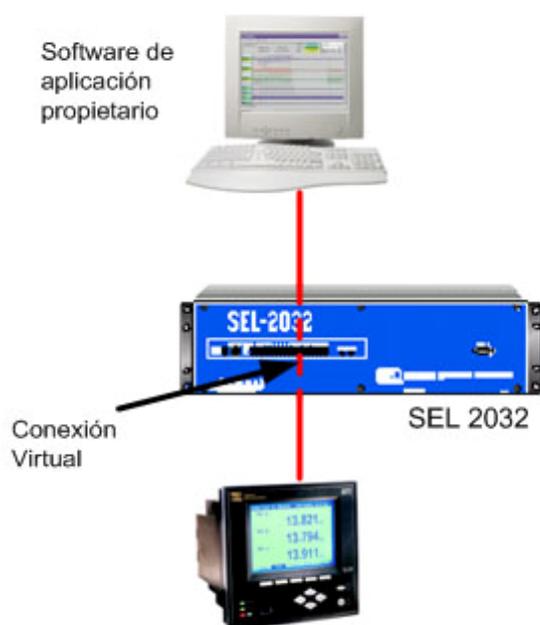


Figura 4.4 Conexión virtual de IEDs con software propietario

La comunicación es completa por permitir el paso de los datos a cada dirección a través del SEL-2032 del IED al usuario. Esta figura es llamada modo transparente y es referido al hecho que una vez establecido el contacto entre la aplicación del usuario y el IED, la función de conexión es como si estaría directo al IED. El SEL-2032 se hace transparente para la conexión.

4.4.2 Modo Cliente Servidor

La adquisición en tiempo real y datos históricos es posible mediante el SEL-2032 actuando como un cliente coleccionador y concentrando datos de varias fuentes. Estas fuentes son los IEDs, otros procesadores de comunicación con sistemas de dispositivos. Actuando de esta manera, el

SEL-2032 es un cliente de los datos y control disponibles de los dispositivos fuentes o nodos.



Figura 4.5 Modo cliente servidor del SEL-2032

Cuando este colecciona estos datos, el SEL-2032 actúa como un servidor de datos para múltiples dispositivos maestros. Estos dispositivos maestros pueden ser otra fila de dispositivos cliente servidor o estaciones maestras de automatización y control. Trabajando en este modo de servidor, el SEL-2032 colecciona los datos para la fila superior de clientes o dispositivos maestros que requieren estos datos.

La respuesta de datos de los nodos fuentes, que son continuos en formato y tamaño, permiten al SEL-2032 para identificar los valores de interés por su posición dentro del mensaje. El SEL-2032 soporta simultáneamente hasta 16 conexiones de adquisición de datos, usando 16 protocolos diferentes, 16 diferentes estructuras de bit, y 16 velocidades diferentes. Las funciones de procesar la comunicación del SEL-2032 permiten entonces futuras manipulaciones a la colección de datos.

4.5 Funciones

El diseño único y poderosas facciones del SEL-2032 es útil para una variedad de tareas de integración en una subestación.

4.5.1 Procesador de comunicaciones

El SEL-2032 puede enviar y recibir cadenas de mensajes y códigos en varios formatos diferentes, permitiendo comunicación con una variedad de dispositivos, incluyendo relés SEL, PCs, módems, RTUs, impresoras, IEDs, y otro SEL-2032. En la figura 4.3 se muestra una aplicación típica que incluye muchos de los tipos de proceso de comunicación. En la tabla 4.1, se describe la comunicación sobre cada tipo de enlace mostrado en la figura 4.3.

Tabla 4.1 Tipo de comunicaciones

Origen	Destino	Descripción
IED	SEL-2032	Mensajes emulado por protocolo nativo de los IEDs
SEL IED	SEL-2032	Auto configuración, Mensajes SEL "20"
Módem	SEL-2032	Comandos de configuración SEL-2032, mensajes definidos por usuario
RTU ó Scada	SEL-2032	DNP 3.0 nivel 2 esclavo ó Modbus
Local HMI	SEL-2032	Red ethernet
Reloj GPS	SEL-2032	Sincronización de tiempo IRIG-B

Usar las ecuaciones de control SELOGIC para control cuando el SEL-2032 envía mensajes. Se puede usar los datos de otro IEDs, funciones periódicas y hora determina, comandos de protocolos maestros, y datos calculados dentro del SEL-2032 como argumentos en las ecuaciones de control del SELOGIC. Cuando el resultado ecuaciones de control del SELOGIC pasa de lógica 0 a lógica 1, el SEL-2032 envía los mensajes.

4.5.2 Estructura base de datos

El SEL-2032 incluye área de datos, la estructura de la base de datos se muestra en la figura 4.6, conformada de las siguientes regiones definidas:

- Global (GLOBAL)
- Local (LOCAL)
- Almacenamiento de mensajes no solicitados (BUF)
- Datos (D1–D8)
- Archivo de datos (A1-A3)
- Usuario (USER)

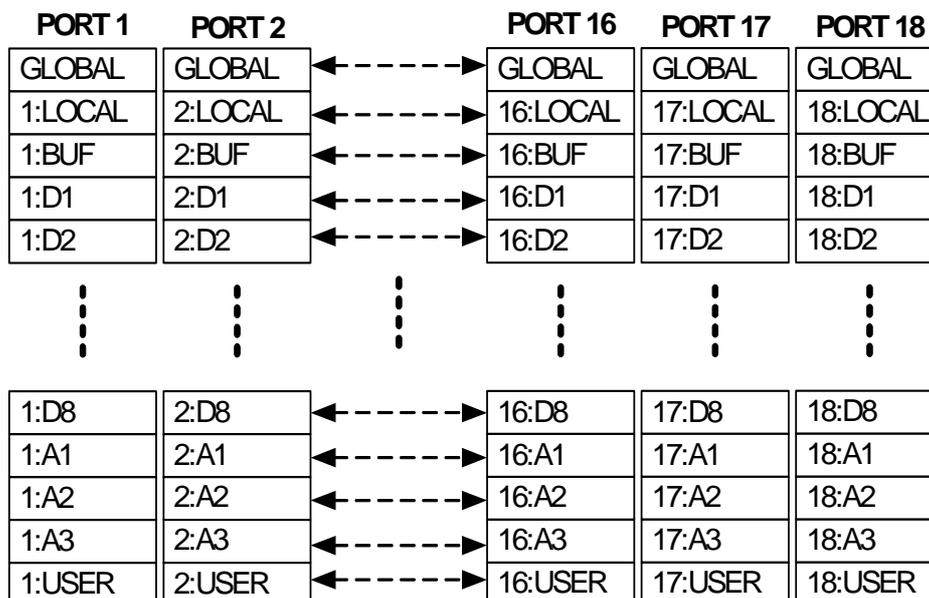


Figura 4.6 Estructura base de datos del SEL-2032

Región Global

La región global incluye los datos siguientes:

- Identificación del SEL-2032
- Información de estados y de configuración
- Fecha y hora
- Elementos globales
- Estado del protocolo de la tarjeta de expansión
- Estado del puerto frontal

Los elementos globales son lógica 1 cuando es verdadero y lógica 0 cuando es falso. Los elementos globales son almacenados en una región global, que esta disponible para uso de todos los puertos. Estos elementos pueden ser usados en algunas ecuaciones de control SELOGIC para definir una condición de disparo. Cuando la condición es verdadera, el SEL-2032 envía los mensajes asociados con la ecuación de control SELOGIC, tal como solicitud de datos o emisión de un comando de control.

Tabla 4.2 Región de base de datos para un puerto

Región	Dirección		Tamaño de registro
	Origen	Destino	
Región Global	0000h	07FFh	2k
Región Local	0800h	0FFFh	2k
BUF (Unsolicited Message Buffer)	1000h	1FFFh	4k
Región de dato 1	2000h	27FFh	2k
Región de dato 2	2800h	2FFFh	2k
Región de dato 3	3000h	47FFh	6k
Región de dato 4	4800h	4FFFh	2k
Región de dato 5	5000h	57FFh	2k
Región de dato 6	5800h	5FFFh	2k
Región de dato 7	6000h	67FFh	2k
Región de dato 8	6800h	6FFFh	2k
Región de archivos de datos 1	7000h	77FFh	2k
Región de archivos de datos 2	7800h	7FFFh	2k
Región de archivos de datos 3	8000h	F7FFh	30k
Región de usuario	F800h	FFFFh	2k

Región Local

La región local incluye la información siguiente que es única para cada puerto y para cada puerto de red:

- Estados y configuración
- Elementos locales
- Registro de comando especial
- Identificación de los dispositivos conectados
- Identificación de puertos

Los elementos locales son lógica 1 cuando son verdaderos, y lógica 0 si son falsos. Los elementos locales residen en la región local sobre cada puerto. Estos elementos pueden ser usados en una ecuación de control SELOGIC para definir una condición de disparo. Cuando la condición es verdadera, el SEL-2032 envía los mensajes asociados con la ecuación de

control SELOGIC, tal como solicitud de datos o emisión de un comando de control.

Region BUF (Unsolicited Message Buffer)

La región BUF contiene los mensajes no solicitados del puerto asociado si la configuración **AUTOBUF** es **Yes**. Los mensajes se acumulan hasta completar el área, en este punto los nuevos mensajes sobrescriben a los mensajes antiguos. Estos pueden ser leídos y borrados en un cierto número de forma manual o automáticamente. Esto principalmente es usado cuando se desarrollan nuevas configuraciones y localizar fallas de operación.

Región de datos D1-D8

Para todos los puertos, excepto el puerto frontal, la base de datos incluye la región de datos D1 al D8, asignado para los datos solicitados por el SEL-2032. Los primeros cuatro registros de cada región aloja la fecha y hora de los datos coleccionados. El resto de cada región es para los datos coleccionados. Como la información es analizada, o separada dentro de grupos útiles, depende del tipo de dato y como este es coleccionado. Cada región es asociada con un mensaje creado usando el comando SET A. Por ejemplo, la respuesta del mensaje 1 será capturado en la región de dato D1 y la respuesta del mensaje 2 en la región de dato D2.

Los datos coleccionados en las regiones D1 a D8 se mantiene hasta que los siguientes datos son recibidos; los nuevos datos sobrescriben a los datos antiguos.

Región archivos de datos A1-A3

La región de archivos de datos, A1 a A3, son diseñados para almacenar gran información, tal como los reportes de eventos de relés SEL y datos de la demanda de medida. Cada región de archivos de datos trabaja sobre la base del primero que entra es el primero que sale (FIFO). Los números de registros que pueden ser almacenados en cada región depende del tamaño de cada registro. Los registros pueden ser vistos, recuperados y borrados.

Región usuario

La región de usuario proporciona acceso al poder del SEL-2032 para coleccionar datos, combinar datos, y proveer optimización de la configuración de datos para múltiples dispositivos maestros. Cada puerto tiene una región de usuario permitiendo crear configuraciones SET M para crear configuraciones propias de escala, concentradas, y agregar datos para cada maestro. Este proceso es mostrado en la figura 4.7.

4.5.3 Red Gateway

El SEL-2032 tiene dos slots donde usted puede instalar tarjetas. Estas permiten al SEL-2032 conectar hasta 16 dispositivos seriales y dos redes de alta velocidad.

El SEL-2032 también soporta conexiones virtuales a través de tarjetas de comunicación óptica.

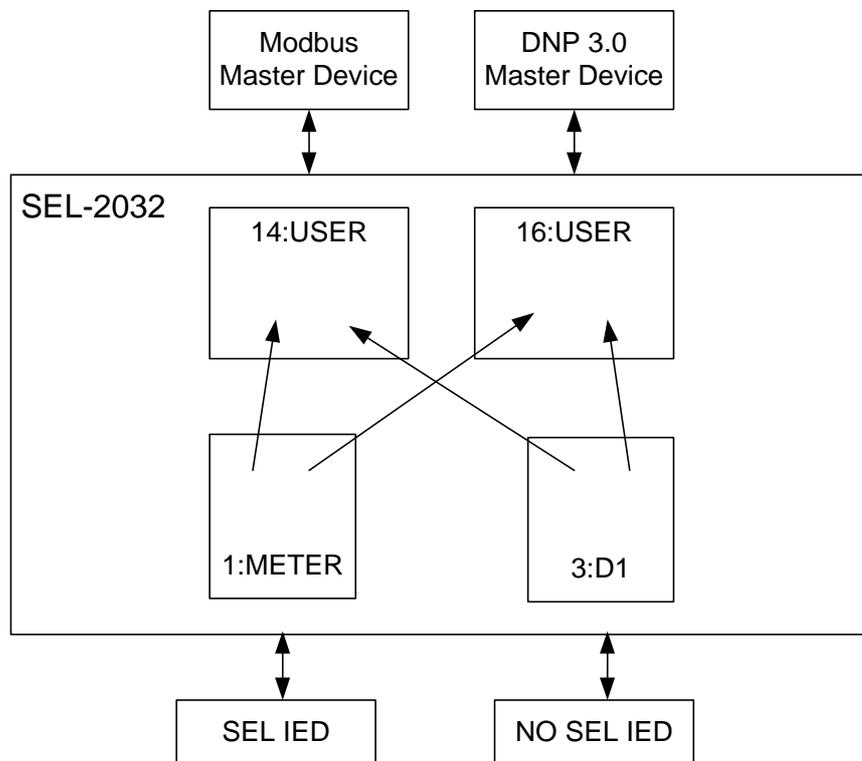


Figura 4.7 Región usuario

4.5.4 Ecuaciones de control SELOGIC

Las ecuaciones de control SELOGIC son el corazón de más funciones avanzadas del SEL-2032. Las ecuaciones de control SELOGIC es usada para definir cuando estas operaciones tendrán lugar y el control de los contactos de salidas sobre una tarjeta I/O opcional. Muchas condiciones detectadas por los dispositivos son representados por valores Boléanos o bits que son usados en estas ecuaciones. Se puede asignar el valor de un bit a un bit de salida, que tiene algún uso predefinido. Se puede también usar ecuaciones Boléanos para combinar múltiples bits de entrada para dirigir una salida específica.

4.5.5 Inteligente Port Switch

Se puede configurar el SEL-2032 como un Port Switch. Un ejemplo de esta aplicación es mostrada en la figura 4.8. Primero se activa y configura cada puerto conectado a un dispositivo. El puerto frontal y el puerto 8 son configurados como puertos maestros en fábrica, se puede conectar la PC o un terminal a cualquiera de estos puertos para comunicarse con el SEL-2032.

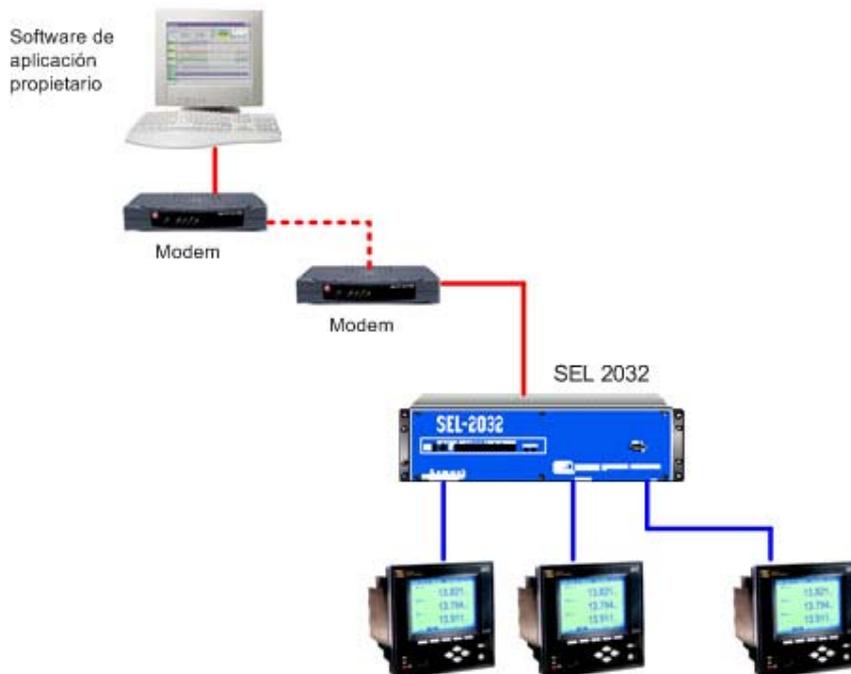


Figure 4.8 Conexión transparente – Port Switch

4.5.6 Fuente de sincronización

El SEL-2032 recibe una señal IRIG-B de un GPS y distribuye esta señal a los dispositivos conectados en sus puertos seriales. El SEL-2032 soporta entrada modulada y demodulada señal.

4.6 Conclusiones

El procesador de comunicaciones SEL-2032 es un equipo económico y de gran flexibilidad, y que para sistemas pequeños reemplaza a una RTU.

Actualmente este equipo cuenta con protocolos ModBus y DNP, para enviar datos a un centro de control.

CAPÍTULO V

INTERFASE HUMANO MÁQUINA - HMI

5.1 Introducción

El Interfaz Humano Máquina -HMI esta instalado en el computador SEL-3351 y fue desarrollado con un software residente reconocido por la industria, orientado a las funciones SCADA. Este software es Wonderware Intouch 9.0, el cual permite al usuario tener fácil y rápido acceso a las pantallas en tiempo real, con información de campo a través de enlaces de comunicación. El HMI esta instalado en la sala de control de la subestación Ares, la cual reporta el estado de los IEDs que forman parte de las subestaciones Ares y Callalli, y sirve de interfase para el SCADA. El HMI provee también pantallas gráficas que ayuda al operador de la subestación, las cuales incluyen el diagrama unifilar, presentación de los canales de comunicaciones, emulación de los LEDs frontales de los relés, alarmas, y menú de software incluido.

5.2 Software

El software incluido para la administración del sistema integrado de Ares-Callalli es:

- El software **CVOPC** es un servidor preconfigurado que ofrece acceso a la base de datos de los concentradores a través de comunicación por protocolo OPC (OLE for Process Control) que es ligado por el software Wonderware OPCLink hacia las pantallas de Wonderware Intouch.
- El software **SEL-5010** "Relay Assistant", es una aplicación desarrollada por SEL para comunicación y administración de relés SEL instalados en un sistema eléctrico de protección. Con este software se puede leer, cambiar, y mandar los ajustes de relés SEL remotamente, localmente, y/o a través

de los Procesadores de Comunicaciones SEL-2032. Adicionalmente con el SEL-5010 se puede recolectar los eventos oscilograficos de relés SEL.

- El **SEL-5601** “Analytic Assistant”, es una aplicación desarrollada por SEL para exhibir y analizar gráficamente los datos de reportes de eventos como oscilografía y fasores reportados en el archivo del evento. Después de la recolección del evento, se puede utilizar el software SEL-5601 para analizarlo y visualizarlo en forma gráfica, oscilográfica, fasorial y/o en forma de archivo de texto.

5.3 Funciones y características del HMI

La Interfase Humano Máquina de los sistemas integrados tiene como función principal la responsabilidad de adquirir la información proveniente de los IEDs (variables: analógicas, digitales, cambios de estado y eventos) y almacenarla en la base de datos en tiempo real y en el registro de alarmas y eventos.

Cuando la información adquirida genera una condición de alarma, el HMI la reporta a través de la pantalla del operador, para alertar de la ocurrencia de la misma y para que se tomen las acciones necesarias para corregir y restablecer el suministro de energía, en caso necesario.

Los valores y estados adquiridos en tiempo real, se utilizan para animar los diagramas unifilares del sistema, los cuales se presentan al usuario por medio de leyendas de texto, o a través del cambio de color o forma de los objetos gráficos que componen el diagrama unifilar. Estos valores y estados están disponibles en las bases de datos históricas del subsistema para su análisis posterior.

5.3.1 Operación de la subestación

La operación de la subestación se realiza desde los mismos diagramas unifilares, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Ingresar nombre de usuario y contraseña de seguridad.
- b) Acceder al diagrama unifilar o sección correspondiente
- c) Seleccionar algún elemento de interés
- d) Indicar una operación de control sobre ese elemento o equipo
- e) El HMI solicita confirmación al operador para la ejecución de la orden de control
- f) El operador de la HMI confirma la ejecución de la orden deseada de manera gráfica

- g) El HMI a través de sus mecanismos para comunicación y por medio de las redes de comunicación de datos deberá enviar la instrucción correspondiente al dispositivo responsable de realizar físicamente la operación solicitada.

Para la realización de operaciones de control a dispositivos será necesario que el operador del HMI cuente con el nivel de acceso para la realización de acciones de control. El sistema de niveles de acceso o contraseñas esta basado en la generación de atributos personalizados diferente para cada usuario que se defina en el sistema.

5.3.2 Diagramas gráficos

Los diagramas gráficos del HMI están formados por objetos e iconos, que se “ligan” o asocian dinámicamente a la base de datos en tiempo real. Estas uniones permiten modificar atributos de los objetos gráficos; dependiendo del valor o estado en que se encuentren los puntos de la base de datos.

Los atributos modificables por cambio en condiciones operativas, de alguno de los elementos del HMI, incluyen:

- a) Color del objeto
- b) Tamaño del objeto
- c) “Parpadeo” del objeto
- d) Cambio de posición del objeto
- e) Orientación del objeto
- f) Visibilidad del objeto
- g) Cambio de texto del objeto (Por Ej. ABIERTO o CERRADO, dependiendo del estado de un punto digital)
- h) Cambio en la representación numérica de algún parámetro o variable analógica

Los diagramas del sistema son de alguno de los siguientes tipos:

- a) Unifilares , representación esquemática de la subestación
- b) Tabulares, representación en forma de tablas de parámetros supervisados
- c) Gráficas de tendencias

5.3.3 Organización de la pantalla

La organización de la pantalla de la Interfaz Humano Máquina se apega a la siguiente configuración:

- a) **Barra de encabezado**, Área rectangular de aproximadamente el 10% de la altura máxima de la resolución vertical de la pantalla de la computadora, que se destina a las funciones de un menú de opciones e incluye la fecha, hora, operador en turno y el conjunto de botones necesarios para contar con la funcionalidad descrita más adelante. Esta área estará visible en todo momento al visualizar la información de la HMI Local.
- b) **Área de trabajo**, Área rectangular de aproximadamente el 10% de la altura máxima de la resolución vertical de la pantalla, que se destina a mostrar los últimos cuatro eventos registrados por el sistema. Esta área estará visible en todo momento al visualizar la información de la HMI Local.
- c) **Barra de alarmas**, Área rectangular de aproximadamente el 80% de la altura máxima de la resolución vertical de la pantalla, que se utiliza como área de trabajo del sistema. En esta área es donde se muestra de forma dinámica la información obtenida de los dispositivos de campo y su contenido se actualiza de acuerdo a las acciones que realice el operador en turno o a los cambios ocurridos en los elementos de la subestación.

La figura 5.1, muestra en forma gráfica el formato general que tiene la pantalla de usuario, la cual corresponde a la descripción hecha anteriormente.

5.4 Operación del HMI

5.4.1 Iniciando el HMI

En la pantalla de Escritorio de Windows (Figura 5.2), tiene los iconos de:

1. WindowViewer_ Aplicación para Visualización del HMI
2. WindowMaker_ Aplicación para Desarrollo de pantallas del HMI
3. CVOPC_ Aplicación de Servidor de Data en OPC
4. OPCLink_ Aplicación de Servidor de Data para Intouch.

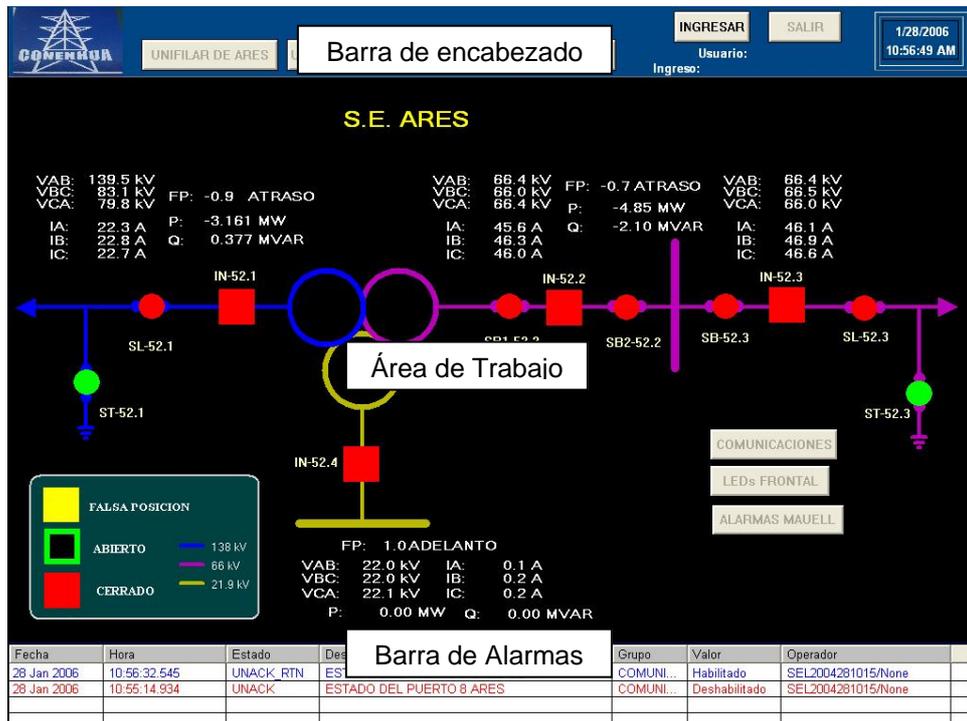


Figura 5.1 Formato de pantalla del HMI



Figura 5.2 Pantalla del Escritorio de Windows XP

Pasos para iniciar el HMI:

1. Hacer doble clic en el icono nombrado: CVOPC
2. Hacer doble clic en el icono nombrado: OPCLink
3. Hacer doble clic en el icono nombrado: WindowViewer

Opcionalmente para iniciar el HMI hacer doble clic en el icono nombrado: WindowViewer y automáticamente se habilitaran los software drivers: CVOPC y OPCLink.

En la ventana "Initializing I/O" (Figura 5.3), presionar en YES para inicializar los softwares de I/O. La pantalla Principal del HMI será desplegada y estará disponible para INGRESAR.

5.4.2 Ingresar al HMI

En la parte superior de la Pantalla Principal del HMI (figura 5.4), el único botón habilitado es el de INGRESAR. Hacer click en INGRESAR y la pantalla de ingresar será desplegada.

Solamente los operadores del HMI y personal autorizado podrán ingresar al HMI.

Los niveles de seguridad al HMI son 3:

Nivel 1, lectura del HMI

Nivel 2, Lectura y operación del HMI

Nivel 3, Lectura, operación y administración del HMI

El nivel superior tiene acceso a las funciones del nivel inferior. Con el Nivel 3, el administrador autorizado puede hacer cambio y añadir Usuarios autorizados al HMI.



Figura 5.3 Inicialización del software OPCLink.exe para I/O

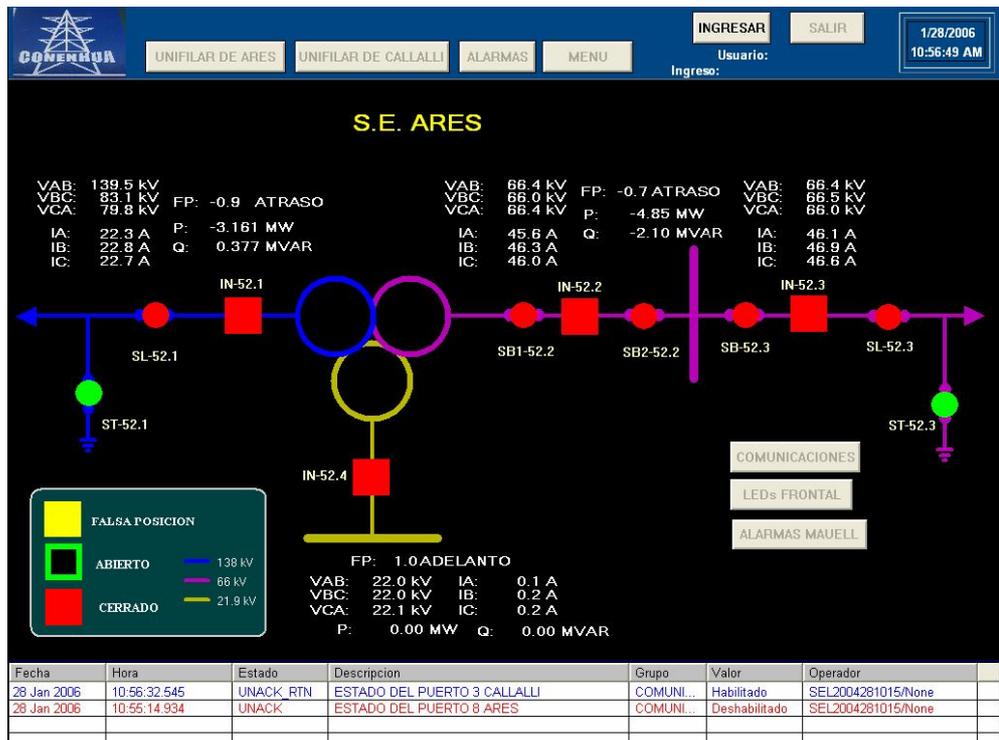


Figura 5.4 Pantalla principal del HMI

Inicialmente el HMI fue configurado, para todos los usuarios de todos los niveles, con el nombre de Usuario como la primera inicial del nombre y sigue con el apellido del Usuario. La contraseña fue configurada con la misma información que la del nombre de Usuario.

Por ejemplo: para David Candacho, el nombre de Usuario sería = dcandacho. Y la contraseña = EDPSAC. Al escribir el nombre de Usuario y Contraseña, las mayúsculas o minúsculas no importan.

Después de exitosamente ingresar los datos de usuario entonces se puede navegar el HMI y los botones de las diferentes pantallas del HMI estarán disponibles.

5.4.3 Cerrar el HMI

Cualquier usuario puede cerrar el HMI. Presionando simultáneamente las teclas ALT y F4 para cerrar el WindowViewer. Esta acción cerrará el HMI.

5.4.4 Administración de usuarios del HMI

Para añadir y/o cambiar Usuarios y Contraseñas en el HMI, el Administrador del HMI (Nivel 3) puede seguir los siguientes pasos:

1. Hacer click en la región donde se desplegó la hora y fecha de la barra de encabezamiento del HMI.
2. La pantalla de OPERADOR se desplegará. Hacer click en USUARIOS EDIT/ADD.
3. La pantalla de CONFIGURE USERS se desplegará.
4. En el espacio debajo de USER NAME, escriba el nombre del operador que quiera añadir.
5. En el espacio al lado de PASSWORD, escriba la nueva contraseña del usuario a añadir. Máximo de 16 letras y/o números.
6. En el espacio al lado de ACCESS LEVEL, escriba el número (1, 2, o 3) del nivel para el usuario a añadir.
7. Click en ADD para añadir los datos del nuevo usuario a la lista de seguridad.
8. Para modificar los datos de un usuario existente, primero seleccione el usuario en la lista. Escriba el cambio, por ejemplo:

nombre, contraseña, o nivel de seguridad. Click en UPDATE para que en la lista de seguridad se graben los cambios.

- Para borrar los datos de un usuario, primero seleccione el usuario en la lista y después haga click en DELETE.

Fecha	Hora	Estado	Descripcion	Grupo	Valor	Operador
28 Jan 2006	11:00:53.921	UNACK_RTN	ESTADO DEL PUERTO 3 CALLALLI	COMUNI...	Habilitado	SEL2004281015/SEL
28 Jan 2006	10:55:14.934	UNACK	ESTADO DEL PUERTO 8 ARES	COMUNI...	Deshabilitado	SEL2004281015/None

Figura 5.5 Pantallas de Administración de datos de Usuarios del HMI.

5.5 Pantallas del HMI

5.5.1 Unifilar del sistema

La pantalla principal de HMI es el Unifilar del Sistema. Esta pantalla tiene asociada, en cada IED, la pantalla de Detalles y Control para operar los dispositivos de campo y adicionalmente contiene enlaces dinámicos que señalizan con un símbolo de Interrogación o una bandera con texto "Anormal" alguna condición de comunicación anormal. Los mencionados enlaces permiten al operador del sistema acceder a los diagramas detallados de los diferentes elementos de la subestación seleccionada. En esta pantalla se despliegan las subestaciones Ares o Callalli. Se despliega la siguiente información de cada IED de la subestación seleccionada en tiempo real:

- Corrientes por Fase
- Voltaje Fase a Fase

3. Potencia Activa y Reactiva
4. Factor de Potencia
5. Estado de Comunicación hacia el Procesador de Comunicaciones SEL-2032
6. Estado del Interruptor
7. Nombre del IED

En la pantalla del Unifilar del Sistema, el Usuario tiene acceso a la Barra de Encabezado para cualquier otra pantalla, Salir y/o para Cerrar el HMI.

Botones adicionales en la pantalla del Unifilar de la subestación seleccionada:

1. **Comunicaciones**, presione este botón para visualizar la pantalla de Comunicaciones de la subestación seleccionada.
2. **LEDs Frontal**, presione este botón para visualizar la pantalla de LEDs de la carátula de los reles de la subestación seleccionada.
3. **Panel de Alarmas**, presione este botón para visualizar la pantalla del Panel de Alarmas de la subestación seleccionada.

La leyenda describe por color, la tensión de cada línea y el estado de los interruptores y seccionadores de la subestación seleccionada.

5.5.2 Barra de encabezado

La Barra de Encabezado esta ubicada en la parte superior de la pantalla y esta siempre visible. La Barra de Encabezado permite al operador, desde una posición central, navegar a través de las diferentes ventanas del sistema.

- Botón UNIFILAR DE ARES (One-Line), Presione este botón para visualizar el diagrama unifilar de ARES
- Botón UNIFILAR DE CALLALLI (One-Line), Presione este botón para visualizar el diagrama unifilar de CALLALLI
- Botón de ALARMAS, Presione este botón para visualizar la ventana de resumen en tiempo real de alarmas.
- Botón de MENÚ, Presione este botón para visualizar botones para abrir software SEL-5010, SEL-5601, o información del desarrollo del sistema.

- Nombre de Operador (Logged On Username), Indica el nombre del usuario que actualmente está usando el sistema
- Hora y Fecha de Ingreso del Operador, Esta área despliega la hora y fecha cuando ingreso el operador al sistema.
- Botón de Ingreso al Sistema (Log On), Presione este botón para desplegar la ventana de Ingresar al sistema.
- Botón de Salir de la Sesión (Log Off)



Figura 5.6 Barra de encabezado

5.5.3 Detalles y control

La pantalla de Detalles y Control del IED esta ubicada estratégicamente para que no oculte la mayoría de información que la pantalla del Unifilar del Sistema despliega, ya de que están una arriba de la otra.

Para desplegar esta pantalla se hace click en el IED de interés desde la pantalla del Unifilar del Sistema. La pantalla de Detalles y Control se divide en 2 partes:

1. **Detalles**, localizad en la parte izquierda. Aquí se despliega la siguiente información de los IEDs en tiempo real:
 - a. Corrientes por Fase
 - b. Voltaje por Fase
 - c. Voltaje Fase a Fase
 - d. Frecuencia
 - e. Potencia Activa y Reactiva
 - f. Estado de Comunicaciones del IED
 - g. Estado del Interruptor del IED
2. **LEDs del Panel Frontal de las Protecciones**, localizada en la parte derecha. Aquí se despliega la siguiente información de los LEDs en tiempo real:

Relé SEL-421:

- Rele Habilitado (ENABLED)
- Indicación de Trip (TRIP)

- TRIP Instantáneo (INST)
- TRIP Temporizado (TIME)
- TRIP por protección asistida por enlaces de comunicación (COMM)
- TRIP por Switch onto Fault (SOTF)
- Falla en Zona 1 (ZONE 1)
- Falla en Zona 2 (ZONE 2)
- Falla en Zona 3 (ZONE 3)
- Falla en Zona 4 (ZONE 4)
- Falla que involucra Fase A (PHASE A)
- Falla que involucra Fase B (PHASE B)
- Falla que involucra Fase C (PHASE C)
- Falla a Tierra (GROUND)
- Sobre Corriente Instantánea (50)
- Sobre Corriente Temporizada (51)
- Reccierre Reset (79 RESET)
- Reccierre Lockout (79 LOCKOUT)

Rele SEL-321:

- TRIP Instantáneo (INST)
- TRIP Temporizado (TIME)
- TRIP por protección asistida por enlaces de comunicación (COMM)
- TRIP por Switch onto Fault (SOTF)
- Falla en Zona 1 (1)
- Falla en Zona 2 (2)
- Falla en Zona 3 (3)
- Falla en Zona 4 (4)
- Rele Habilitado (EN)
- Falla que involucra Fase A (A)
- Falla que involucra Fase B (B)
- Falla que involucra Fase C (C)
- Falla a Tierra (G)
- Corriente de Secuencia Negativa (Q)
- Sobre Corriente Temporizada (51)

- Sobre Corriente Instantánea (50)
- Botón de Reset de los LEDs del panel frontal

Rele SEL-351A:

- Rele Habilitado (EN)
- Indicación de Trip (TRIP)
- TRIP Instantáneo (INST)
- TRIP por protección asistida por enlaces de comunicación (COMM)
- TRIP por Switch onto Fault (SOTF)
- Trip por elemento de Sobre Corriente Instantánea (50)
- Trip por elemento de Sobre Corriente Temporizada (51)
- Trip por Elemento de Frecuencia (81)
- Falla que involucra Fase A (A)
- Falla que involucra Fase B (B)
- Falla que involucra Fase C (C)
- Falla que involucra elemento de Tierra Residual (G)
- Falla que involucra elemento de Tierra a Neutro (N)
- Reccierre Reset (RS)
- Reccierre Cycle (CY)
- Reccierre Lockout (LO)
- Botón de Reset de los LEDs del panel frontal

Rele SEL-387E:

- Rele Habilitado (EN)
- Indicación de Trip (TRIP)
- TRIP Instantáneo (INST)
- Elemento Diferencial 1 Trip (87-1)
- Elemento Diferencial 2 Trip (87-2)
- Elemento Diferencial 3 Trip (87-3)
- Trip por Elemento de Frecuencia (81)
- Trip por Elemento de Voltz/Hertz (24)
- Falla que involucra Fase A (A)
- Falla que involucra Fase B (B)
- Falla que involucra Fase C (C)

- Falla que involucra elemento de Tierra Residual (N)
- Sobrecorriente en Enrollamiento 1 (W1)
- Sobrecorriente en Enrollamiento 2 (W2)
- Sobrecorriente en Enrollamiento 3 (W3)
- Elementos de Sobrecorriente (50/51)
- Botón de Reset de los LEDs del panel frontal

Rele SEL-311C:

- Rele Habilitado (EN)
- Indicación de Trip (TRIP)
- TRIP Temporizado (TIME)
- TRIP por protección asistida por enlaces de comunicación (COMM)
- TRIP por Switch onto Fault (SOTF)
- Reccierre Reset (RS)
- Reccierre Lockout (LO)
- Trip por elemento de Sobre Corriente Temporizada (51)
- Falla que involucra Fase A (A)
- Falla que involucra Fase B (B)
- Falla que involucra Fase C (C)
- Falla que involucra elemento de Tierra Residual (G)
- Falla en Zona 1 (1)
- Falla en Zona 2 (2)
- Falla en Zona 3 (3)
- Falla en Zona 4 (4)
- Botón de Reset de los LEDs del panel frontal

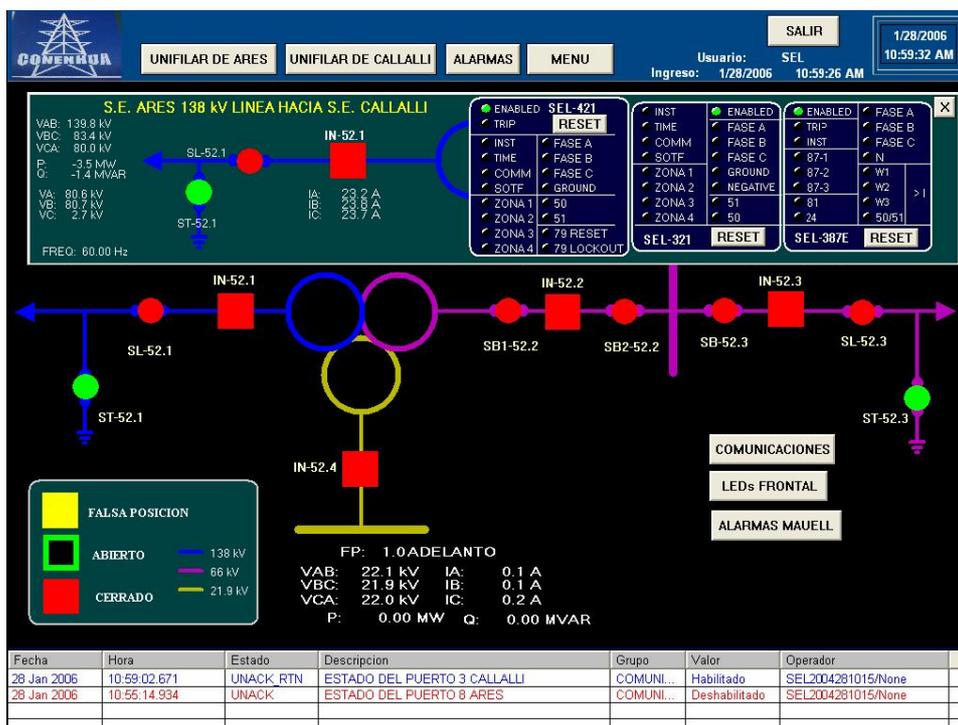


Figura 5.7 Pantalla de detalles y control

5.5.4 Comunicación del sistema

La pantalla de Comunicaciones despliega el estado de los enlaces de comunicaciones de la HMI a los procesadores de comunicaciones y de los procesadores de comunicaciones a los relés. La simbología en colores explica la condición de cada enlace de comunicaciones entre los equipos. En cada puerto serial, de fibra óptica o de ethernet, hay un numero que corresponde con el numero de puerto de donde se esta conectando cada equipo. La arquitectura de comunicaciones y donde se encuentran localizados esta incluida en esta pantalla.

En la simbología tenemos la siguiente información de los enlaces:

- **Color Azul.** Para enlaces sanos de comunicación serial entre los IED y el Procesador de Comunicaciones SEL-2032
- **Color Rojo.** Cuando cualquier enlace de comunicación sale de servicio.
- **Color Verde Claro.** Para enlaces sanos de Fibra óptica entre el rele y el SEL-2505

- **Color Verde Oscuro.** Cuando cualquier enlace tiene comunicación transparente hacia el IED.

Los transceivers SEL-2800, conversor de RS-232 a Fibra óptica, están comunicando los SEL-2515 (Modulo Remoto de Control con 8 Entradas y 8 Salidas) al Procesador de Comunicaciones SEL-2032.

El Transceiver SEL-2890, conversor de RS-232 a Ethernet (RJ-45), esta comunicando el Procesador de Comunicaciones SEL-2032 al Computador SEL-3351.

En la figura 5.8, se muestra la pantalla de la arquitectura de las comunicaciones.

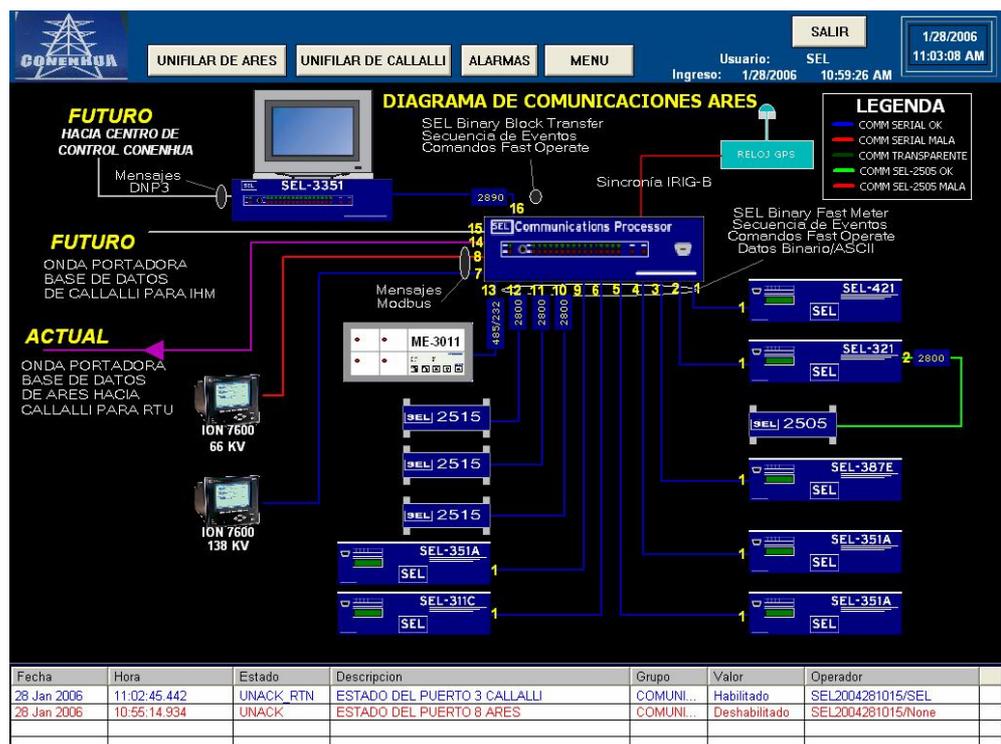


Figura 5.8 Pantalla de comunicaciones del sistema

5.5.5 Alarmas del sistema

La pantalla de Alarmas despliega las alarmas reconocidas o no reconocidas que están presentes en el filtro seleccionado. El filtro provee un medio para reconocer alarmas de manera individual o en grupo.

Cada entrada en el listado es presentado en una línea diferente. La ventana es actualizada automáticamente cuando una nueva alarma ocurre. Así, el usuario es informado en el tiempo adecuado acerca de alguna situación anormal de cada IED. Esta ventana despliega cuantas Páginas y Alarmas están disponibles con relación al Grupo de Alarmas escogido en el filtro.

Las columnas de información de cada alarma tienen información de: Fecha, Hora, Estado, Descripción, Grupo, Valor, y Operador.

En la figura 5.9, se muestra la pantalla de alarmas.

The screenshot shows a web interface for alarm management. At the top, there are navigation buttons: UNIFILAR DE ARES, UNIFILAR DE CALLALLI, ALARMAS, and MENU. The user is logged in as 'SEL' on 1/28/2006 at 11:35:43 AM. The interface displays a list of alarms with the following data:

ESTADO	DESCRIPCION	Alarmas:	Paginas:
UNACK	ALARMA NO RECONOCIDA	3	1
UNACK_RTN	ALARMA NO RECONOCIDA REGRESO A NORMAL		
ACK	ALARMA RECONOCIDA		

Fecha	Hora	Estado	Descripción	Grupo	Valor	Operador
Jan 28 2006	11:38:32.218 AM	UNACK_RTN	ESTADO DEL PUERTO 3 CALLALLI	COMUNI...	Habilitado	SEL2004281015/SEL
Jan 28 2006	11:38:26.530 AM	UNACK_RTN	ESTADO DEL PUERTO 10 ARES	COMUNI...	Habilitado	SEL2004281015/SEL
Jan 28 2006	11:35:15.135 AM	UNACK	ESTADO DEL PUERTO 8 ARES	COMUNI...	Deshabilitado	SEL2004281015/None

Update Successful

Fecha	Hora	Estado	Descripción	Grupo	Valor	Operador
28 Jan 2006	11:38:32.218	UNACK_RTN	ESTADO DEL PUERTO 3 CALLALLI	COMUNI...	Habilitado	SEL2004281015/SEL
28 Jan 2006	11:38:26.530	UNACK_RTN	ESTADO DEL PUERTO 10 ARES	COMUNI...	Habilitado	SEL2004281015/SEL
28 Jan 2006	11:35:15.135	UNACK	ESTADO DEL PUERTO 8 ARES	COMUNI...	Deshabilitado	SEL2004281015/None

Figura 5.9 Pantalla de alarmas del sistema

5.5.6 LEDs del panel frontal de los IEDs

La pantalla de LEDs del Panel Frontal de los IEDs presenta cada uno de los LEDs de indicación del panel frontal de los IED para fácil lectura de estatus del mismo.

Desde esta ventana el operador puede reinicializar los LEDs del panel frontal de cualquier IED del sistema con el botón de RESET.

En la figura 5.10, se muestra la pantalla de detalle de cada equipo que forma parte del sistema de monitoreo.

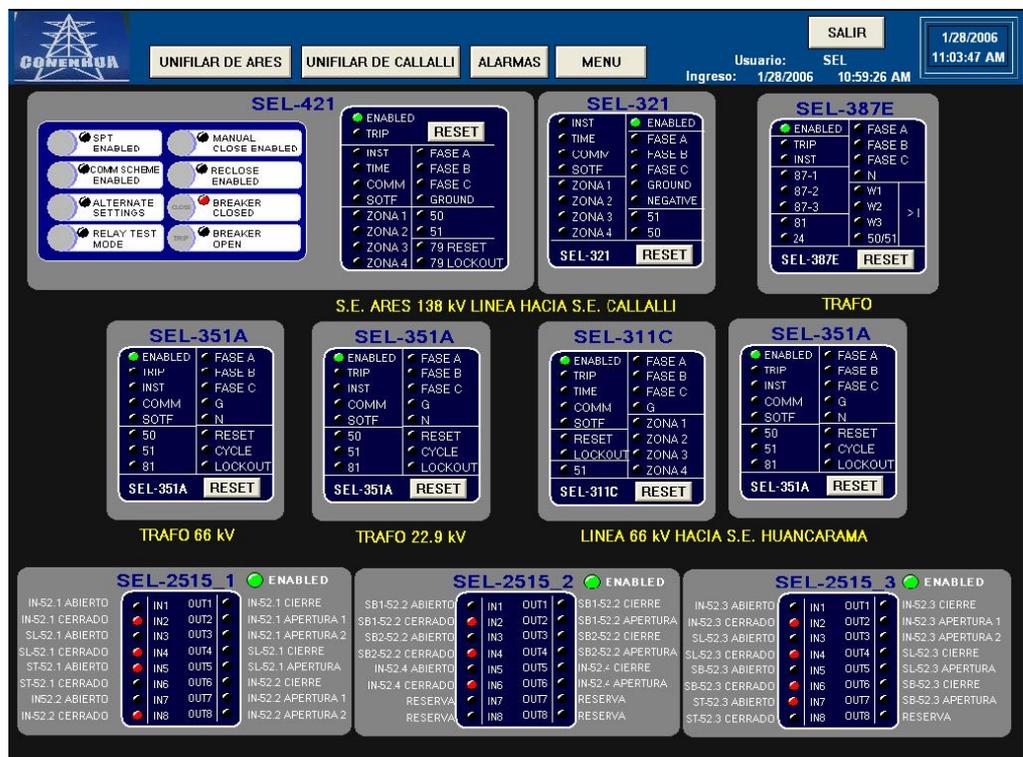


Figura 5.10 Pantalla de detalles y control

CAPÍTULO VI COSTO DEL PROYECTO

6.1 Introducción

El costo del proyecto corresponde al desarrollo de la ingeniería de detalle, suministro de los tableros de protección y control, para las subestaciones Ares y Callalli. El costo del proyecto también incluye la implementara del HMI en subestación Ares, para el monitoreo en tiempo real de las subestaciones Ares y Callalli.

El costo total del proyecto asciende a **304,096.57** dólares Americanos incluido el IGV.

Tabla 6.1 Costo total del proyecto

Ítem	Descripción	Costo \$
1	Ingeniería Subestación Callalli	2,234.70
2	Ingeniería Subestación Ares	5,363.28
3	Suministro Subestación Callalli	80,362.17
4	Suministro Subestación Ares	132,968.56
5	Suministro Automatización y pruebas	34,614.63
Costo Total \$		255,543.34
IGV		48,553.23
Precio de Venta \$		304,096.57

6.2 Costo de ingeniería

6.2.1 Costo de Ingeniería subestación Callalli

La ingeniería en la subestación Callalli consistió en el desarrollo de la ingeniería de detalle, de la ampliación de una bahía en 138kV (Línea L1040 Ares-Callalli), los cuales corresponden a los planos funcionales de protección, medición, control y alarmas.

Tabla 6.2 Costo total de ingeniería subestación Callalli.

Ítem	Descripción	Costo \$
1	Tablero de protección L1040	1,489.80
2	Tablero de control	744.90
Costo Total \$		2,234.70
IGV		424.59
Precio de Venta \$		2,659.29

6.2.2 Costo de Ingeniería subestación Ares

La ingeniería en la subestación Ares consistió en el desarrollo de la ingeniería de detalle, para las nuevas bahías en 138kV (Línea L1040 Ares-Callalli, y Transformador 138/66/22,9kV), y la bahía existente (Línea Ares-Huancarama 66kV), los cuales corresponden a los planos funcionales de protección, medición, control y alarmas.

Tabla 6.3 Costo total de ingeniería subestación Ares.

Ítem	Descripción	Costo
1	Tablero de protección L1040	1,638.78
2	Tablero de protección Transformador	1,489.80
3	Tablero de protección Línea Ares-Huancarama	1,191.84
4	Tablero de control	1,042.86
Costo Total		5,363.28
IGV		1,019.02
Precio de Venta \$		6,382.30

6.3 Costo del sistema de automatización

6.3.1 Costo de suministro subestación Callalli

Corresponde al suministro de 01 tablero de protección y 01 tablero de control, para la nueva bahía de la línea L1040 Ares-Callalli en 138kV.

- 01 tablero de protección, con los siguientes equipos:
 - 01 Reloj GPS, 1084C
 - 01 Procesador de comunicaciones, SEL-2032
 - 01 Relé protección de distancia principal, SEL-421
 - 01 Relé protección de distancia secundaria, SEL-321
 - 01 Medidor multifunción, ION 7600
 - 01 Panel de Alarmas, ME3011
 - 04 Borneras de pruebas, MMLG01
 - Materiales varios de montaje

- 01 tablero de control, con los siguientes equipos:
 - 01 Indicador multifunción, Recdigit Display
 - 03 Conmutadores de mando y señalización, Entrelec
 - 01 Conmutadores de señalización, Entrelec
 - 01 Llave de enclavamiento, Entrelec
 - 01 Módulo I/O, SEL-2515
 - Materiales varios de montaje

Tabla 6.4 Costo total de suministro subestación Callalli.

Ítem	Descripción	Costo \$
1	Tablero de protección L1040	61,257.75
2	Tablero de control	9,017.81
3	Implementación RTU de REPSA	10,086.61
Costo Total \$		80,362.17
IGV		15,268.81
Precio de Venta \$		95,630.98

6.3.2 Costo de suministro subestación Ares

Corresponde al suministro de 01 tablero de protección para la nueva bahía de la línea L1040 Ares-Callalli en 138kV., 01 tablero de protección para la nueva bahía de transformador 138/66/22,9kV, 01 tablero de protección para la bahía existente de línea Ares-Huancarama 66kV y 01 tablero de control para todas las bahías mencionadas.

- 01 tablero de protección, línea L1040 Ares-Callalli 138kV, con los siguientes equipos:
 - 01 Reloj GPS, 1084C
 - 01 Procesador de comunicaciones, SEL-2032
 - 01 Computador industrial, SEL-3351
 - 01 Relé protección de distancia principal, SEL-421
 - 01 Relé protección de distancia secundaria, SEL-321
 - 01 Medidor multifunción, ION 7600
 - 01 Módulos I/O, SEL-2505
 - 04 Borneras de pruebas, MMLG01
 - Materiales varios de montaje

- 01 tablero de protección, transformador 138/66/22,9kV, con los siguientes equipos:
 - 01 Relé protección diferencial transformador, SEL-387E
 - 01 Relé protección sobrecorriente 66kV, SEL-351A
 - 01 Relé protección sobrecorriente 22.9kV, SEL-351A
 - 01 Relé de bloqueo, MVAJ10
 - 04 Borneras de pruebas, MMLG01
 - Materiales varios de montaje

- 01 tablero de protección, línea Ares-Huancarama 66kV, con los siguientes equipos:
 - 01 Relé protección distancia, SEL-311C
 - 01 Relé protección sobrecorriente, SEL-351A
 - 01 Medidor multifunción, ION 7600
 - 02 Borneras de pruebas, MMLG01
 - Materiales varios de montaje

- 01 tablero de control, para todas las bahías, con los siguientes equipos:
 - 01 Panel de alarmas, ME3011
 - 03 Indicadores multifunción, Recdigit Display
 - 09 Conmutadores de mando y señalización, Entrelec
 - 02 Conmutadores de señalización, Entrelec
 - 02 Llave de enclavamiento, Entrelec
 - 03 Módulos I/O, SEL-2515
 - Materiales varios de montaje

Tabla 6.5 Costo total de suministro subestación Ares.

Ítem	Descripción	Costo \$
1	Tablero de protección L1040	57,524.47
2	Tablero de protección Transformador	33,219.19
3	Tablero de protección Línea Ares-Huancarama	25,689.35
4	Tablero de control	16,535.55
Costo Total \$		132,968.56
IGV		25,264.03
Precio de Venta \$		158,232.59

6.4 Costo de automatismo y pruebas de puesta en servicio

El costo del automatismo, corresponde a la instalación del HMI en la subestación Ares, con todo el software, y el desarrollo de las pantallas de despliegue y el desarrollo de la base de datos para el procesador de comunicaciones SEL-2032.

En el caso de la subestación Callalli correspondió a desarrollar la base de datos sobre el procesador de comunicaciones SEL-2032, para poder llevar todas las señales de la nueva bahía de la subestación Callalli y todas las bahías de la subestación Ares, al centro de control de REP en Socabaya, a través de la RTU existente en la subestación Callalli.

Todos estos trabajos incluyen las pruebas en sitio y la puesta en servicio del sistema de control.

Tabla 6.6 Costo total del sistema de automatismo.

Ítem	Descripción	Costo \$
1	Configuración HMI, base de datos	17,050.00
2	Software Intouch 9.0 de Wonderware	4,400.00
3	Computador industrial	4,810.00
4	Impresora láser	2,200.00
5	Pruebas y puesta en servicio Automatización	6,154.63
Costo Total \$		34,614.63
IGV		6,576.78
Precio de Venta \$		41,191.41

6.5 Conclusiones

El costo de este proyecto se ha reducido en un 20%, comparado con sistema que utiliza RTU.

La reducción de costo, también se debe generalmente a la implementación de equipos IEDs, con capacidad de comunicación, los cuales reducen grandemente el tendido de cable.

En nuestro medio, el costo de la ingeniería esta entre el 2.5% y 10% del costo total de un proyecto.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

1. Con las nuevas técnicas de automatización de subestaciones se pueden ejecutar funciones que anteriormente no se podían efectuar de manera automática en la subestación.
2. El sistema propuesto es una solución económica, completa y técnicamente confiable, para la automatización de subestaciones eléctricas, la cual permite una mejora en la calidad del servicio.
3. La arquitectura empleada en las subestaciones Callalli y Ares es jerárquica, y la topología de comunicación es estrella. Las ventajas de una topología estrella es la autonomía de cada IEDs con respecto al enlace de comunicación.
4. El empleo de IEDs con capacidad de comunicación y múltiples protocolos, reducen los costos de materiales de montaje y también el tiempo de puesta en servicio.
5. El sistema presenta una arquitectura abierta, para futuras integraciones de IEDs, con protocolos de comunicación Modbus.
6. En este proyecto se pudo emplear una RTU, pero la capacidad de información y los protocolos requeridos, fueron cubiertos por un procesador de comunicaciones, el cual tiene menor costo frente a la RTU.

7. El desarrollo del HMI, ayudará a los operadores a poder monitorear en tiempo real las subestaciones Ares y Callalli, y poder realizar las operaciones de control desde los despliegues del HMI.
8. La inversión inicial de un sistema de automatización tiene un costo relativamente alto, pero si a futuro deseamos aumentar más bahías el costo de la automatización no aumentara en forma proporcional, ya que la inversión inicial contempla el equipamiento del sistema de automatización. Y el costo de las bahías aumentadas solo será su propio sistema de protección, control y medición.
9. Con un sistema de automatización se mejora la calidad de servicio a los clientes finales. Y ante una eventual falla se tiene las herramientas necesarias para poder determinar rápidamente la falla y así reponer en corto plazo el sistema de potencia.

Recomendaciones:

1. En el desarrollo de un proyecto se debe evaluar técnicamente la variedad de equipos que se encuentran en el mercado, cada cual mejorado tecnológicamente, de manera de reducir los costos finales de una implementación de automatización de subestaciones. Ello, sin descuidar las normas y estándares del equipamiento en las instalaciones eléctricas existentes.
2. En general en los proyectos no se utiliza al 100% la capacidad de los equipos instalados, básicamente por razones de presupuesto o desconocimiento de la real capacidad de los mismos. Es recomendable poner más atención en la evaluación de la funcionalidad de los equipos y hacer un esfuerzo mayor de inversión para tener un mayor beneficio de la implementación de un sistema automatizado. En el caso de este proyecto nos falta adquirir el software SQL para el HMI, con el cual se tendrá mayor capacidad en el almacenamiento de información.
3. Para proyectos futuros se debe considerar el uso de tecnología Ethernet, que permite una transmisión más rápida y de mayor información de los IEDs hacia los dispositivos maestros. Los nuevos protocolos para automatización de subestaciones se basan en esta tecnología Ethernet.
4. Actualmente se esta estandarizando los protocolos de comunicación para los nuevos sistemas de automatización, por lo cual es recomendable utilizar estos protocolos para que nuestro sistema de automatización implementado sea compatible con los nuevos hardware y software.

ANEXOS

Usted puede acceder a los anexos consultando el formato impreso de la tesis.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Jorge E. Cárdenas Medina, "Sistemas de automatización de estaciones adaptados para las nuevas realidades del mercado eléctrico", General Electric Power Management – España.
- [2] Gustavo Gutiérrez Arriola, "Impacto de la implantación de tecnologías modernas de automatización propiciadas por el Sicle en las subestaciones de transmisión de la CFE", Boletín IIE marzo/abril – México, 1998.
- [3] John Attas and Pierre Berger, "Architecture for integration of protection and control", GEC Alsthom – Canada, 1998.
- [4] James A Bright, "Substation automation for distribution substations" Basler Electric Company – Illinois.
- [5] John Burger and Jim Schenegg, "The Integration of Protection, Control and Monitoring in a High Voltage Transmission Substation", 47th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference – Atlanta, Georgia, 1993.
- [6] Isaac Becerra Urrutia y Miguel Garcia Garcia, "Seminario internacional sobre automatización de redes de distribución de energía eléctrica y centros de control", Comisión de integración energética regional IV CIERTEC – Brasil, 2002.
- [7] Working Group 07 of CIGRE Study Committee B5, "The automation of new and existing substations: why and how", CIGRE – Francia, 2003.
- [8] David Kreiss, "Utility Automation", Kreiss Johnson Solutions tha empower – San Diego, 2003.
- [9] Ralph Kurth, Robert Henderson, Max Degerfalt, Steven Xue, "A Case Study in the Design, Testing and Implementation of a Modern Substation Automation System", Western Power Delivery Automation Conference - Spokane, Washington, 2004.
- [10] David J. Dolezilek, "Power System Automation", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. - Pullman, WA USA, 1999.
- [11] Manuel Jiménez Buendía, "Redes de comunicación de datos y normas de sistema abiertos", Universidad Politécnica de Cartagena – Colombia.
- [12] "MODBUS Application Protocol Specification", MODBUS.ORG, <http://www.modbus.org/>, 2002

- [13] “Technical Tutorial”, MODBUS.ORG, <http://www.modbus.org/>
- [14] “Modicon Modbus Serial Communications Protocol”, Power Measurement, <http://www.pwr.com/library/>
- [15] “A DNP3 Protocol Primer”, USER DNP GROUP <http://www.dnp.org/>, 2000.
- [16] “Estudio de Coordinación de Protecciones de Línea a 138Kv Callalli-Ares”, Electricidad de Potencia SAC, – Perú, 2004.
- [17] “Communications Processor Instruction Manual”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, <http://www.selinc.com>
- [18] Donald G. Fink and H. Wayne Beaty, “Standard Handbook for Electrical Engineers”, McGraw-Hill, 2000.