

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



SISTEMAS DE CONTROL EN SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN MEDIANTE CONTROL NUMÉRICO

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

DALOT YSMAEL CACSIRE JANAMPA

**PROMOCIÓN
2008 - I**

**LIMA – PERÚ
2012**

SISTEMAS DE CONTROL EN SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN MEDIANTE CONTROL NUMÉRICO

Agradezco primeramente a Dios, así como a mis padres por su esfuerzo, dedicación y apoyo incondicional; así también a mi esposa e hija.

SUMARIO

La industria de la energía eléctrica está pasando por un período de cambios causados por la reestructuración, desregulación, reducción de personal y la exigencia de un manejo cada vez más eficiente de temas relacionados a confiabilidad y calidad de servicio. Al mismo tiempo se ha visto mejoras significativas en los dispositivos electrónicos inteligentes multifuncionales (IED's) y los sistemas de comunicación en subestaciones. Todo esto hace que los sistemas de Automatización de Subestaciones sean un factor clave para la operación eficiente del sistema de energía eléctrica.

El éxito del diseño e implementación de sistemas de automatización de subestaciones sólo es posible con una buena comprensión de su funcionalidad, la jerarquía de las diferentes funciones, los dispositivos que integran y las herramientas utilizadas en el proceso de ingeniería. Uno de los mayores desafíos en la implementación de sistemas de automatización de subestaciones, es la necesidad de un entendimiento común entre los ingenieros y técnicos que trabajan en el campo de la energía eléctrica y sistemas de tecnología de la información y especialistas en comunicaciones.

El presente informe de suficiencia presenta la estructura y los beneficios de la tecnología numérica, en los sistemas de control de subestaciones de alta tensión, a su vez muestra que su implementación trae como resultado un ahorro de costos y al mismo tiempo un aumento de la confiabilidad.

INDICE

PROLOGO

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1	Descripción del problema	2
1.2	Objetivos del trabajo.....	2
1.3	Alcance del estudio.....	2
1.4	Limitaciones del trabajo.....	2

CAPITULO II

MARCO TEORICO CONCEPTUAL

2.1	Bases teóricas	3
2.1.1.	Definiciones	3
2.1.2.	Requerimientos generales de un sistema de control.....	4
2.1.3.	Estructura general de los sistemas de control de subestaciones.....	6
2.2	Los sistemas de control. Tipos y características	8
2.2.1.	Clasificación de sistemas de control de subestaciones de acuerdo con su ubicación física.....	8
2.2.2.	Tecnologías de los sistemas de control.....	10
2.2.3.	Arquitecturas de los sistemas de control.....	12
2.3	Bases de la modernización de sistemas de control convencionales utilizando sistemas SAS.....	19
2.3.1.	Control convencional versus Sistemas de Automatización de Subestación SAS.....	19
2.3.2.	Criterios para la adopción de sistemas automáticos de subestación SAS.....	20

CAPITULO III

APLICACIÓN PRÁCTICA

3.1	Descripción de la subestación a modernizar	31
3.2	Estrategia y objetivos de modernización	33
3.3	Implementación de la modernización.....	34

3.3.1. Nivel 1.....	34
3.3.2. Nivel 2.....	39

CAPITULO IV

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.

4.1 Inversión requerida.....	51
4.2 Evaluación económica.....	52
4.3 Beneficios asociados a la implementación de sistemas de control numérico.....	54

CONCLUSIONES

ANEXOS

Anexo A: Subestación Automatizada vs. Convencional – Costos Sistema de Control

Anexo B: Diagrama Unifilar de la Subestación a modernizar

Anexo C: Arquitectura de un Sistema de Control Convencional

Anexo D: Datos Técnicos Equipos de Control

BIBLIOGRAFÍA

PROLOGO

Cuando se diseña el sistema de control de una subestación de alta tensión, los objetivos principales son la confiabilidad y la reducción de costos. Actualmente la utilización de la tecnología disponible, basada en el uso de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's) de tecnología de microprocesadores y las facilidades de comunicación utilizando Redes de Área Local (LAN) de alta velocidad, permiten desarrollar un nuevo concepto para los sistemas de control, protección y monitoreo en una subestación eléctrica de alta tensión. La comunicación a su vez permite la integración del control, la protección y el monitoreo en un sistema integrado común.

Actualmente, la tecnología de control numérico ha reducido notablemente el número de componentes distintos o equipos, lo cual ha aumentado la disponibilidad del sistema y ha reducido los costos asociados al mismo. Por otro lado y con respecto a la transmisión de datos, el uso de redes LAN de alta velocidad ahorra de manera considerable el volumen de cableado, y permite en el caso de utilizar fibra óptica, su utilización lo más cerca posible del proceso primario, gracias a su inmunidad a las interferencias electromagnéticas.

Por otra parte el uso de IED's basados en microprocesadores ofrece nuevas posibilidades tales como supervisión automatizada, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección, y control, almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de fallas.

Los desarrollos en esta área, utilizando las nuevas tendencias tecnológicas han logrado una reducción significativa de espacio físico requerido para la instalación de los sistemas de protección, medición, control y supervisión, así como una significativa reducción en la cantidad de cable utilizado, lo cual influye directamente en mejoras en la operación, reducción y planificación del mantenimiento, y brindan una serie de beneficios que representan ventajas importantes a la hora de compararlos con los sistemas de subestaciones convencionales.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción del problema

La creciente demanda de energía en el Perú hace necesario solucionar integralmente las necesidades de suministro y regulación de energía eléctrica, ello requiere servicios de calidad superior y equipos con tecnología de vanguardia.

En los sistemas convencionales las funciones de protección, medición, control y supervisión son realizadas tradicionalmente por dispositivos que intercambian información entre sí de manera cableada. La interconexión entre dichos equipos y los sistemas primarios o equipos de patio de alta tensión, para su correcto funcionamiento, siempre han implicado un gran trabajo de ingeniería, cableado, montaje y puesta en servicio.

1.2 Objetivos del trabajo

Presentar la estructura y los beneficios del uso de la tecnología numérica, en los sistemas de control de subestaciones de alta tensión, demostrar a su vez que su implementación trae como resultado un ahorro de costos y al mismo tiempo un aumento de la confiabilidad.

1.3 Alcance del estudio

El informe a entregar comprende un marco teórico conceptual, un ejemplo real de modernización de una subestación y el análisis económico del mismo.

1.4 Limitaciones del trabajo

El estudio se limita a sistemas de control de subestaciones de alta y extra alta tensión y no discute los otros temas relacionados al diseño de subestaciones de alta tensión.

CAPITULO II

MARCO TEORICO CONCEPTUAL.

2.1 Bases teóricas

Un sistema de control se define como un conjunto formado por dispositivos o funciones de medida, indicación, registro, señalización, regulación, control manual y automático de los equipos primarios y los relés de protección, los cuales verifican, protegen y ayudan a operar un sistema de potencia.

La función principal de un sistema de control es supervisar, controlar y proteger la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Durante condiciones anormales y cambios intencionales de las condiciones de operación, el sistema de control deberá, hasta donde sea posible, asegurar la continuidad de la calidad del servicio de energía eléctrica.

Actualmente existen dos conceptos de control: el convencional y los Sistemas Automatizados de Subestaciones (SAS); siendo la tendencia en las subestaciones nuevas implementar este último y, en las existentes, el realizar la modernización de los sistemas convencionales, dadas las ventajas que presentan los SAS frente a los convencionales.

En el presente capítulo se establecen los criterios generales que deben tenerse en cuenta en el diseño de los sistemas de control de subestaciones de alta y extra alta tensión (de acuerdo a la norma IEC “Comisión Electrotécnica Internacional” el nivel de tensión de una subestación de Alta Tensión está entre 52 kV y 300 kV y el de una subestación de Extra Alta Tensión está entre 300 kV y 550 kV) dando una breve inducción de los sistemas convencionales y su evolución hasta los sistemas actuales denominados SAS, para luego entrar a profundizar en estos últimos.

El diseño de los sistemas de control para cada proyecto y subestación puede variar de acuerdo con las políticas de manejo, los criterios de operación de la empresa involucrada, su experiencia y los reglamentos de operación de los sistemas de transmisión.

2.1.1. Definiciones

Control local: consiste en la maniobra y/o control directo sobre un equipo.

Control remoto: es el control de un equipo desde un lugar distante.

Supervisión: función en la cual todas las indicaciones de estado de la subestación y equipos asociados se administran en una o varias estaciones maestras.

Monitoreo: consiste en realizar la adquisición de variables de la subestación para las funciones de supervisión.

Scada – Supervisory Control and Data Acquisition System: sistema de control que trabaja sobre las redes de comunicación para la supervisión y adquisición de datos de las diferentes subestaciones, plantas de generación y líneas de transmisión del sistema interconectado, las cuales se encuentran distribuidas geográficamente y, generalmente, muy distantes unas de otras.

Sistemas Secundarios: sistemas utilizados en la subestación para ejecutar el control, la protección, las comunicaciones y el suministro de los servicios auxiliares.

2.1.2. Requerimientos generales de un sistema de control

Un sistema de control debe cumplir con las siguientes premisas:

Facilidad de expansión. Las subestaciones tienen una vida útil relativamente larga, por lo tanto es necesario diseñar los sistemas de control de tal manera que sean fácilmente expandibles. Los cambios de configuración en general de los sistemas de control hacen necesario que los nuevos equipos de control cuenten con facilidades de expansión.

Automatización de funciones. La operación automatizada en subestaciones se basa normalmente en información disponible dentro de la misma subestación, donde la acción que tomen los dispositivos de control puede ser ordenada o, inclusive, modificada local o remotamente.

Seguridad. Se debe evitar que las fallas en los sistemas de control afecten directamente la seguridad de todo el sistema. Fallas de este tipo no pueden evitarse en su totalidad, sin embargo es posible reducir sus efectos considerando configuraciones de redundancia de los equipos principales.

Disponibilidad. Ya que la seguridad del equipo de la subestación depende en mucha parte de la confiabilidad del equipo de control utilizado, un nivel alto de disponibilidad es necesario en tales sistemas. Cualquier interrupción se considera de importancia, y por tal motivo, se debe minimizar el tiempo requerido para el reconocimiento, diagnóstico y corrección de las fallas del sistema de control.

Se debe evitar que una subestación quede fuera de operación por fallas en el sistema de control, ello puede minimizarse por medio de arquitecturas de control redundantes y tolerantes a fallas.

Flexibilidad. El sistema de control debe ser flexible para acomodarse a condiciones de contingencia, tanto en el sistema de control mismo como en el sistema de potencia. Es necesario diseñar el sistema de control con la suficiente flexibilidad para efectuar cambios en el equipo de control o en el interfaz con el equipo de patio, de tal manera que se mantenga la seguridad de la instalación. Referente a esto lo siguiente debe tenerse en cuenta para el diseño del sistema de control:

- Prever facilidades para permitir la extensión o modificación parcial del sistema de control.
- Prever la facilidad de intercambiar equipos de diferentes fabricantes.
- Efectuar el diseño inicial de tal manera que disminuyan los gastos cuando se realicen las expansiones o modificaciones futuras.
- Para el caso de sistemas de control digitales, prever el cumplimiento de estándares industriales para sistemas abiertos con el fin de permitir ampliar o modificar el sistema, minimizando los costos de integración. El cumplimiento con los estándares de sistemas abiertos permitirá que el sistema de control y los diferentes equipos puedan intercambiar y compartir recursos de información.

Simplicidad. Se debe tener en cuenta en diseño general que la confiabilidad total de un sistema simple es mayor que la de un sistema complejo, el cual necesita demasiada información de los equipos de patio o requiere llevar a cabo un gran número de operaciones de maniobra para cambiar el estado de la subestación o aislar un sector de ésta cuando hay fallas.

Mantenimiento. El principio fundamental en toda labor de operación y mantenimiento es tomar en cuenta la seguridad del personal y posteriormente la integridad del equipo en sí. Por otro lado la confiabilidad de toda una instalación no debe depender del grado de eficiencia del trabajo de mantenimiento, ya que de esta forma la seguridad del sistema no dependerá de los errores humanos durante el mantenimiento.

El mantenimiento en los sistemas de control debe ser simple y a la vez práctico que permita una disponibilidad del sistema adecuada. Para lograr esto puede ser necesario, en sistemas complejos, prever un sistema automático de supervisión y reconocimiento de fallas.

Es además necesario efectuar una evaluación del costo de procedimiento de mantenimiento, del posible inventario de partes de repuesto y del efecto consecuente sobre la disponibilidad y confiabilidad de la instalación.

2.1.3. Estructura general de los sistemas de control de subestaciones

Una subestación de alta tensión está por lo general dividida, desde el punto de vista del control de la misma, en tres (3) sectores:

El primero, conformado por los equipos del patio (seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión), se denomina nivel de campo, ver Fig. 2.1.

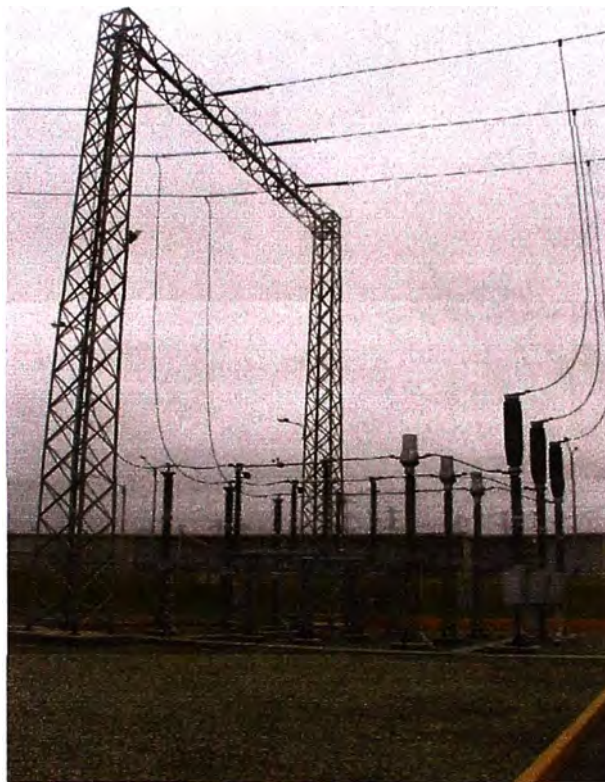


Fig. 2.1 Nivel de Campo.



Fig. 2.2 Nivel de Control de Bahía.

Un segundo nivel, nivel de control de bahía, ver Fig. 2.2, conformado por elementos intermedios que dependerán de la tecnología de control de la subestación (numérica o convencional) como lo son: armarios de reagrupamiento, unidades controladoras de bahía y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas a las bahías tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de voltaje, protección y medición.



Fig. 2.3 Nivel de Control de Subestación.

Y un nivel superior, nivel de control de subestación, ver Fig. 2.3, a través del cual se realizan las tareas de supervisión, maniobras y control llevado a cabo por las labores diarias de los operadores, relacionado con la subestación, tales como:

Control local de la subestación, comunicación, y manejo de los servicios auxiliares.

Esto nos define una estructura lógica del sistema de control, ver Fig. 2.4, con dos (2) niveles jerárquicos superiores, los cuales deben estar interconectados para los intercambios de información. Y un nivel inferior, nivel de campo, encargado de la adquisición de datos:

- Estado de los equipos de maniobra.
- Tensiones y corrientes en el sistema.
- Temperatura en los devanados de los transformadores.
- Nivel de aceite en los transformadores.
- Nivel de gas en los interruptores.

Parámetros que serán transmitidos a los niveles de control superior; y la operación de los equipos de maniobra:

- Interruptores.

- Seccionadores.

Donde las ordenes para operación (apertura/cierre) provendrán de los niveles de control superiores.

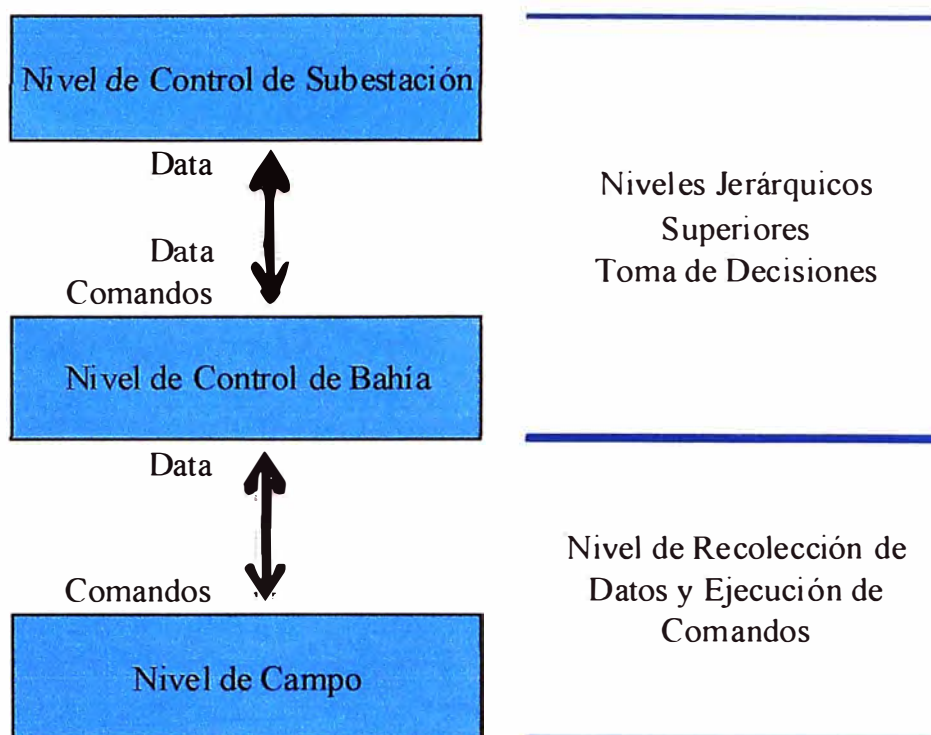


Fig. 2.4 Estructura jerárquica en un sistema de control para una subestación de Alta Tensión.

2.2 Los sistemas de control. Tipos y características

2.2.1. Clasificación de sistemas de control de subestaciones de acuerdo con su ubicación física.

a) Sistema de control centralizado

En este sistema se tienen centralizados en un solo sitio, usualmente un edificio de control, todos los elementos de control y componentes auxiliares como controladores, protecciones, estaciones de trabajo, equipos de comunicación, servicios auxiliares, etc.

En el sistema de control centralizado, las señales provenientes del patio de la subestación generalmente se agrupan en cajas o quioscos de agrupamiento tipo intemperie, localizados en patio y adyacentes a los equipos. Estas señales son llevadas luego al edificio de control por los cárcamos, generalmente a través de bandejas metálicas portacables. Los cárcamos llegan al edificio de control y se distribuyen a los diferentes tableros. Es también una práctica común, cablear directamente las señales desde los equipos de patio hasta la sala de control, cuando las distancias entre patio y la sala de control no son muy grandes o las condiciones atmosféricas de sitio de la subestación son muy exigentes (ej. Salinidad,

humedad, etc.) y pueden deteriorar rápidamente las cajas o quioscos de agrupamiento y sus componentes internos.

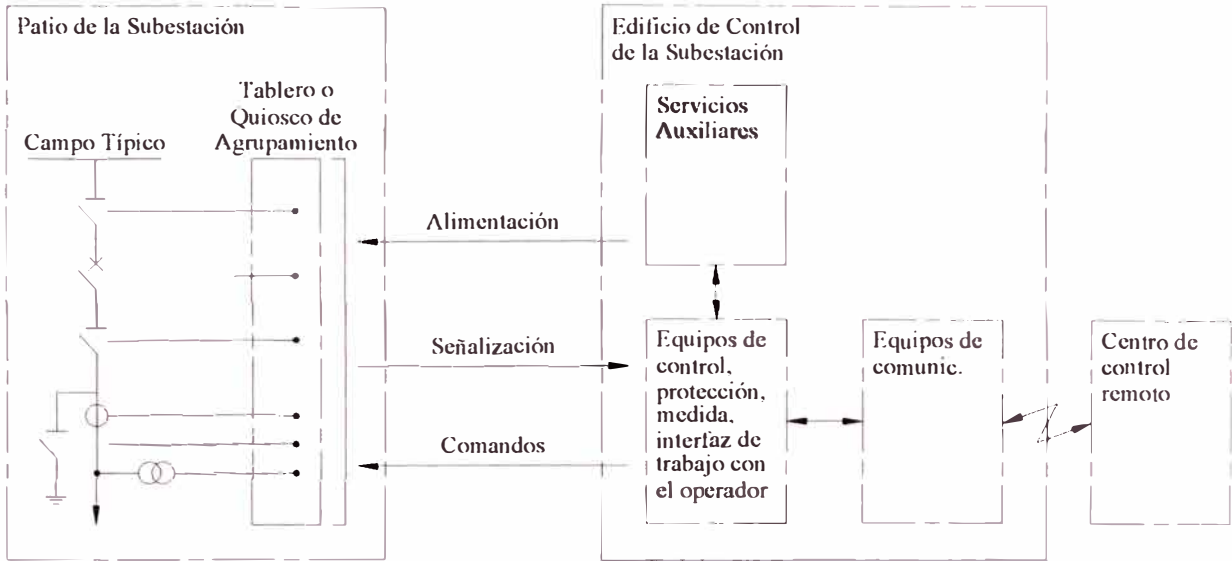


Fig. 2.5 Principio de los Sistemas de Control Centralizados.

b) Sistema de control distribuido

El control distribuido consiste en repartir en casetas de control en el patio de la subestación, los controladores de campo, protecciones y equipos de comunicación, aproximándolos a los equipos para reunir las señales de información, emitir comandos y efectuar procesamiento de datos.

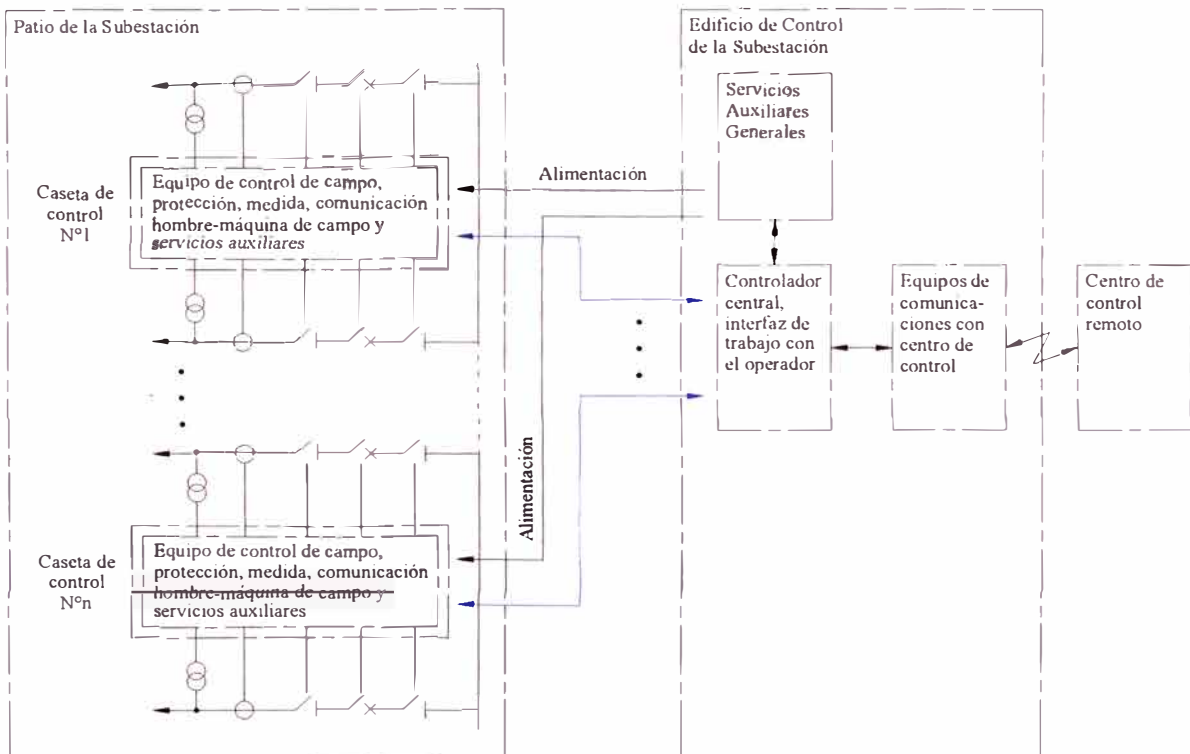


Fig. 2.6 Principios de los Sistemas de Control Distribuidos.

En el edificio de control se instalan un controlador central y la estación de trabajo del operador, los cuales se conectan con los controladores de campo ubicados en las casetas de control mediante enlaces de fibra óptica, medio altamente inmune a las interferencias. El sistema de servicios auxiliares puede dejarse centralizado en el edificio de control o también distribuirse en las casetas de control.

El sistema de control distribuido aprovecha las ventajas de los equipos basados en microprocesadores y los medios de transmisión de información por redes de fibra óptica para acercar las funciones de control a los equipos, restringiendo específicamente el cableado convencional de control, especialmente cuando se tienen distancias muy grandes en patio.

2.2.2. Tecnologías de los sistemas de control

Al igual que sus homólogos, los sistemas primarios, los sistemas secundarios han cambiado mucho con los años. Así, los días del funcionamiento manual dieron paso a una forma más avanzada de gestión de la información.

Debido al avance de los sistemas de supervisión y de recolección de datos, el control de subestaciones ha evolucionado rápidamente desde sistemas convencionales, a sistemas completamente automatizados.

a) Sistema de control convencional

Sistema de control en el cual las funciones de control y supervisión son realizadas por dispositivos que intercambian información entre sí de manera cableada.

En general un sistema de control convencional de una subestación está constituido por los siguientes elementos:

- Unidades terminales remotas (RTU) para el control remoto y registro secuencial de eventos.
- Tablero mímico
- Sistema de protección, incluyendo los relés principales y los de respaldo, recierre, localización de fallas, registro de fallas, verificación de sincronismo, mando sincronizado y auxiliares.
- Contadores de energía.
- Transductores, indicadores, medidores multifuncionales.
- Sistema de alarmas (anunciadores)
- Relés de interposición
- Mando y señalización de equipos

- Tableros de agrupamiento
- Equipo de comprobación visual de sincronismo
- Sistema cableado de enclavamientos
- Control paralelo de transformadores
- Equipos de comunicación
- Servicios auxiliares (corriente alterna y continua).

Este sistema se encuentra en subestaciones existentes y ya prácticamente no es usado para nuevas subestaciones de alta y extra alta tensión. Para subestaciones existentes, la tendencia en los últimos años ha sido la de modernizar estos sistemas a sistemas automáticos o a una combinación de ellos.

b) Sistemas de control coordinado

Sistema de control numérico de subestaciones en el cual las funciones de control y supervisión son realizadas por dispositivos independientes y autónomos de los de medida y protección, los cuales intercambian información entre sí, bien sean mediante enlaces de datos, o en forma convencional a través de relés, contactos y señales análogas.

En general un sistema de control coordinado de una subestación está constituido por los siguientes elementos:

- Controladores para el procesamiento de información, programación de enclavamientos, etc.
- Interfaz hombre – máquina con el operador para visualización de alarmas, mando y señalización de equipos.
- Sistema de protección, incluyendo los relés principales y los de respaldo, recierre, localización de fallas, registro de fallas, verificación de sincronismo, mando sincronizado y auxiliares.
- Contadores de energía.
- Medidores multifuncionales.
- Relés de interposición
- Tableros de agrupamiento
- Control paralelo de transformadores
- Equipos de comunicación
- Servicios de corriente alterna y continua

En este sistema, toda la información de la subestación, incluyendo las señales de los equipos de protección, se señala al sistema de control mediante contactos de señalización

cableados a entradas digitales de los controladores. Las señales analógicas también se conectan a entradas analógicas de los controladores o mediante transductores externos.

Opcionalmente, cuando las protecciones, medidores y registradores tienen facilidades de comunicación, se pueden implementar sistemas de gestión que permitan una supervisión local y/o remota de estos dispositivos.

c) Sistema de automatización de subestaciones SAS

El sistema de automatización de subestaciones se basa en el uso de IED's (Intelligent Electronic Devices), los cuales son dispositivos autónomos e independientes con facilidades de comunicación e integración mediante protocolos normalizados, que emplean uno o más microprocesadores con capacidad de recibir y enviar información (datos) y comandos desde o hacia una fuente externa.

El sistema de automatización de subestaciones busca la integración en una misma plataforma informática de los datos suministrados por los diferentes equipos e IED's que emplean en una subestación.

Los IED's pueden ser equipos de medida, protecciones, registradores de falla, controladores, equipos de monitoreo y diagnóstico de equipos de patio, etc. El sistema integra los diferentes IED's en una misma red de datos de control, ya sea directamente o a través de elementos convertidores de protocolos.

El medio físico de conexión de la red de datos entre los diferentes IED's es normalmente en fibra óptica o cable trenzado UTP o STP. Cuando los IED's o controlador central no se encuentran en el mismo edificio, se utiliza fibra óptica por su inmunidad a las interferencias electromagnéticas.

Para la marcación en tiempo real de los eventos, los equipos del SAS toman la señal de un reloj sincronizado por satélite GPS, usando un formato de salida de código de tiempo (generalmente IRIGB) y la distribuyen entre sus equipos para garantizar la resolución y la precisión requeridas para el registro secuencial de eventos.

2.2.3. Arquitecturas de los sistemas de control

La arquitectura de los sistemas de control se encuentra enmarcada dentro del término control jerarquizado, el cual significa que es un sistema de control global de todas las actividades de la subestación, empleando una estructura con diferentes niveles de control y tipos de equipos según el nivel y función (por ejemplo computadores, controladores, PLC's, protecciones, contadores, reguladores, mímicos); todos ellos conectados entre sí para lograr una estructura jerarquizada o piramidal. Esta conexión puede ser en forma

cableada, para los sistemas de control convencional, o por una o varias redes de comunicación de datos, para los sistemas SAS.

Según las prácticas operativas de las empresas transmisión y/o las reglamentaciones de operación, las subestaciones pueden ser del tipo atendidas, en las que las maniobras de conexión y desconexión de circuitos se realizan desde las propias subestaciones con personal asignado a la operación en un esquema 7 días/semana, 24 horas al día. En este caso, las maniobras se realizan bajo la supervisión y dirección de los entes de operación global designados por las leyes, y son ellos los que pueden tener o no la posibilidad de mando remoto sobre los equipos de las subestaciones.

Por otro lado, cuando los requerimientos de disponibilidad de las subestaciones y líneas lo permiten, las subestaciones también pueden ser del tipo no atendidas, en las cuales las funciones del operador se han transferido y las maniobras son efectuadas desde el centro de control remoto a través del sistema de comunicaciones. En las subestaciones no atendidas la supervisión es efectuada por personal asignado para esta tarea, quienes asisten a la subestación solo cuando existen fallas en los equipos o durante operaciones de mantenimiento.

Tabla 2.1. Estructura jerárquica de un sistema de control SAS

Nivel 3	Sistemas Remotos de Información		
Nivel 3 - Nivel 2, Comunicaciones e Interfaces			
Nivel 2	Sistema de Procesamiento del Nivel 2	Almacenamiento de Datos Históricos y de Tiempo Real	Interfaz de Operación - Controlador de Subestación
Nivel 2 - Nivel 1, Comunicaciones e Interfaces (Red de Estación)			
Nivel 1	Controladores y Puntos de I/O Individuales	Interfaz de Operación Local (Básica) Despliegues en Controladores de Campo	
Nivel 1 - Nivel 0, Comunicaciones e Interfaces			
Nivel 0	IED's (Relés de Protección, Transductores Numéricos, Contadores de Energía, Equipos de Monitoreo, etc.)		
	Equipos de Alta Tensión y Servicios Auxiliares		

a) Arquitectura de los SAS

La tendencia general entre los diferentes suministradores de sistemas de control SAS, permite conectar en una misma red de comunicaciones todas los IED's (controladores, relés de protección, transductores numéricos, contadores de energía, equipos de monitoreo, etc.), manteniendo a los controladores de campo en un nivel superior a los demás IED's.

La tendencia para el futuro es la de implementar sistemas de control sobre una infraestructura de comunicaciones como UCA o IEC 61850, las cuales permiten una integración transparente de los IED's, aún si son de diferentes fabricantes, con los dispositivos de nivel superior.

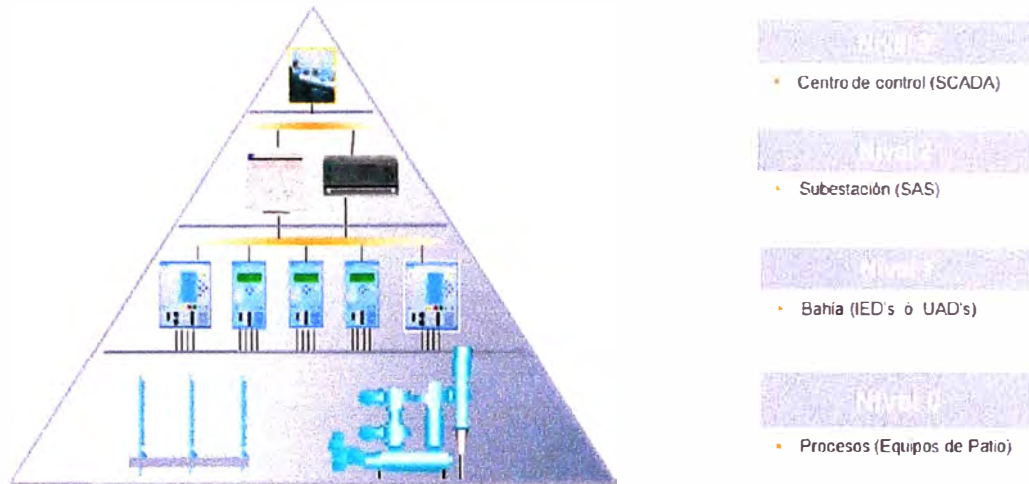


Fig. 2.7 Arquitectura de un Sistema de Control Automatizado.

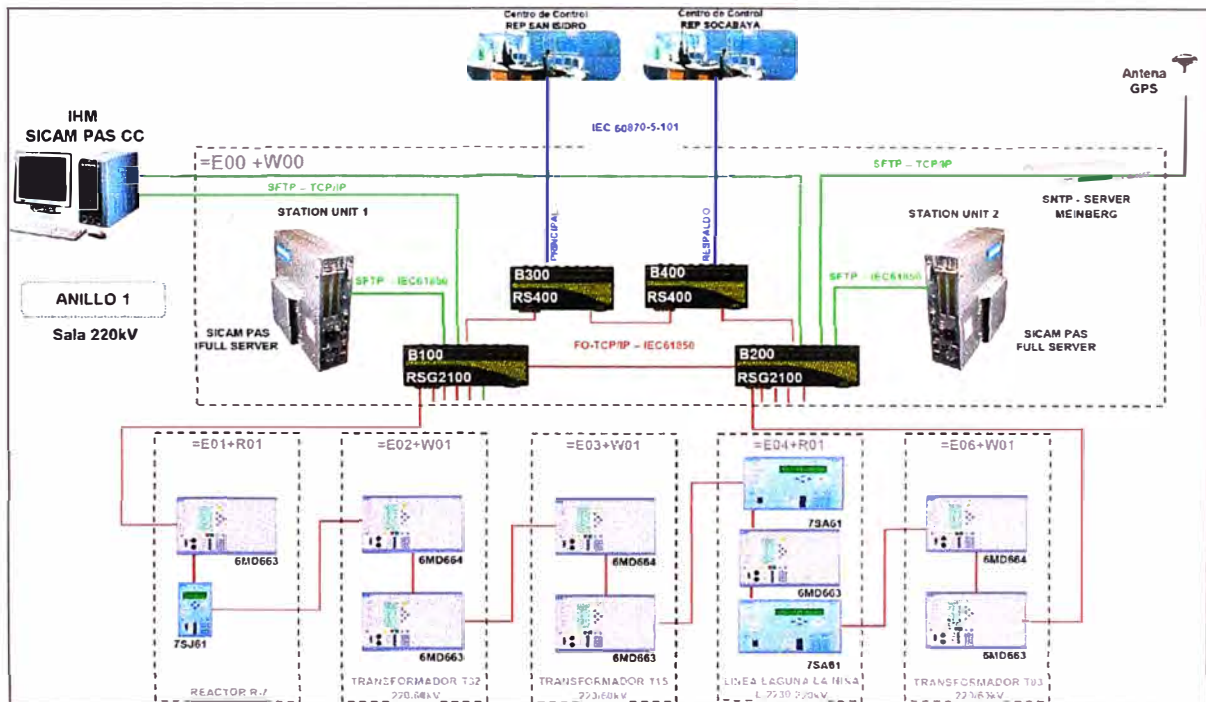


Fig. 2.8 Arquitectura de un Sistema de Control Automatizado.

La estructura jerárquica de control de la subestación, definida por los niveles que se describen en la Tabla 2.1, corresponde a la arquitectura mostrada en la Fig. 2.7, la cual tiene una configuración distribuida en la cual los equipos (hardware) y/o funciones y programas (software) se encuentran localizados en forma descentralizada en la subestación. Para un mejor entendimiento describimos la Tabla 2.1:

- Nivel 3: corresponde a los sistemas remotos de información, desde los cuales se pueden monitorear y controlar los principales equipos de la subestación. El grado de control se define según las necesidades de las empresas.
- Comunicaciones e interfaces entre nivel 3 y nivel 2: proporciona a través del sistema de comunicaciones, la transferencia de información entre el SAS y los sistemas remotos por medio de protocolos abiertos y propietarios.
- Nivel 2: este sistema corresponde al sistema de procesamiento del SAS, al almacenamiento de datos y a la interfaz de operación, localizados en la sala de control de la subestación. El procesador o controlador del nivel 2 sirve como una estación central de procesamiento de información de la subestación de forma tal que esta pueda ser utilizada por la interfaz de operación de la subestación y pueda ser almacenada para análisis futuros, para mantenimiento y para generación de reportes.
- Comunicaciones e interfaces entre nivel 2 y nivel 1: corresponde a la red de área local de la subestación (red de estación), la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de campo de nivel 1, los IED's de nivel 0.
- Nivel 1: este nivel está conformado por los controladores de campo que sirven como maestros para la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y servicios auxiliares de la subestación y por la interfaz de operación local, la cual proporciona un nivel básico de acceso al personal de operación y mantenimiento para la supervisión y el control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.
- Comunicaciones e interfaces entre nivel 1 y nivel 0: corresponde a la comunicación entre los controladores de campo de nivel 1, los IED's de nivel 0 y los equipos de patio, el cual, en las arquitecturas de algunos suministradores, es independiente de la red de estación.

La arquitectura que se ilustra en la Fig. 2.7 corresponde a la utilizada por la mayoría de los suministradores y a la tendencia de las normalizaciones para el futuro, la cual incorpora directamente a la red de comunicaciones entre nivel 1 y nivel 2 (red de estación) los IED's de nivel 0.

Adicionalmente cuando los equipos de patio son de tecnología moderna, es decir, manejados por IED's, normalizaciones como la IEC 61850 proponen, como una de sus alternativas, establecer una red de proceso intermedia para la comunicación entre IED's de equipos de patio y los IED's de control, protección, medida y registro de fallas.

- Nivel 0: conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, banco de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la subestación (alimentación alterna y continua, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IED's tales como: relés de protección, registradores de fallas, medidores, equipos de monitoreo de transformadores, unidades de control y protección propios de los equipos de patio (cuando son de tecnología moderna), equipos de medida, etc.

b) Arquitectura de los sistemas de control convencional

Al igual que los sistemas SAS, los sistemas de control convencional también están constituidos por subsistemas y equipos que conforman diferentes niveles de control, los cuales tradicionalmente se han distribuido como se presenta en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Estructura jerárquica de un sistema de control convencional

Nivel 2	Sistemas Remotos de Información	
Nivel 2 - Nivel 1, Comunicaciones e Interfaz por Medio de Unidad Terminal Remota (RTU)		
Nivel 1	Elementos de control convencional como anunciadores de alarmas, conmutadores, pulsadores, etc.	Interfaz de operación local(básica) Mímico
Nivel 1 - Nivel 0, Cableado de control		
Nivel 0	IED's (relés de protección, transductores, contadores de energía, equipos de monitoreo etc.)	
Equipos de alta tensión y servicios auxiliares		

Donde:

- Nivel 2: corresponde a los sistemas remotos de información, desde los cuales se pueden monitorear y controlar los principales equipos de la subestación. El grado de control se define según las necesidades de las empresas.
- Comunicaciones e interfaces entre nivel 2 y nivel 1: proporciona, a través del sistema de comunicaciones la transferencia de información entre la Unidad Terminal Remota (UTR) y los sistemas remotos por medio de protocolos comúnmente usados, por ejemplo DNP3.
- Nivel 1: este nivel está conformado por el mímico de control y los anunciadores de alarmas que sirven para las acciones de control y adquisición de alarmas de los dispositivos y equipos de cada campo y servicios auxiliares de la subestación.
- Comunicaciones e interfaces entre nivel 1 y nivel 0: corresponde a los enlaces mediante cableado de control, entre los elementos del sistema de control convencional, otros

se pueden ejecutar comandos por medio de los pulsadores para cierre y apertura del mecanismo de operación, teniendo verificación a través de validación externa de enclavamientos (preferiblemente cableados para no depender de la disponibilidad de controladores en niveles superiores).

- Nivel 1: corresponde al mando de los equipos de alta tensión por medio de la interfaz Hombre – Máquina local IHM del campo o diámetro según se denomine; en éste se seleccionan los modos de operación Local – Remoto. En Remoto solo se permiten los comandos desde los niveles superiores. En Local solo se pueden ejecutar los comandos desde la IHM Local, utilizando todos los enclavamientos procesados en controladores si el sistema de control es SAS o enclavamientos cableados si el sistema de control es convencional.

- Nivel 2 en sistemas SAS: corresponde al mando desde las interfaces de operación, por medio de las cuales se seleccionan los modos de operación Remoto y Subestación. Cuando se seleccione Remoto solo pueden ejecutarse los comandos desde el sistema de control remoto, y cuando se seleccione Subestación, solo se pueden ejecutar comandos desde la interfaz de operación.

- Nivel 3 en sistemas SAS (Nivel 2 en sistemas de control convencional): corresponde al mando desde el sistema de control remoto, en donde se supervisan, operan y controlan en forma remota los equipos de la subestación.

d) Modos de operación para los servicios auxiliares

En los sistemas SAS, se pueden aprovechar los controladores del sistema para efectuar transferencias automáticas que seleccionen la fuente de suministro de energía, dependiendo de los estados de las redes de alimentación. A su vez, para propósitos de mantenimiento por ejemplo, también pueden aprovecharse las interfaces de operación del sistema de control para efectuar transferencias manuales de las fuentes de energía, mediante secuencias comandadas por el operador.

Sin embargo, la implementación del control automático de los servicios auxiliares y los modos de operación más convenientes dependen de las prácticas y políticas de operación de la compañía.

En sistemas de control convencional, el modo de control de los equipos de servicios auxiliares se hace de manera similar a los equipos de alta tensión. Las maniobras de transferencia se efectúan de forma manual, pero también pueden ejecutarse automáticamente mediante relés de ausencia de tensión que efectúen la conmutación de

diferentes alimentadores o produzcan arranque de una planta de emergencia, según la práctica de la compañía.

No existe nivel de control para los servicios auxiliares desde el centro de control remoto, ya que, la función del sistema de control remoto es la de supervisar, operar y controlar los equipos de alta tensión que componen el sistema eléctrico.

2.3 Bases de la modernización de sistemas de control convencionales utilizando sistemas SAS

2.3.1. Control convencional versus Sistemas de Automatización de Subestación SAS

La tecnología digital está desplazando definitivamente a los sistemas convencionales en el control y la supervisión de las subestaciones eléctricas. Los avances de la tecnología electrónica digital basada en microprocesadores y de los sistemas de procesamiento distribuido de datos aplicados al control de procesos, así como de las redes de datos asociadas, han revolucionado la concepción y estructura de los sistemas de control y supervisión en sistemas eléctricos.

En la justificación de la adopción de los SAS o de los sistemas de control convencional en las subestaciones de alta y extra alta tensión, se tienen en consideración tanto los beneficios estratégicos (no tangibles y de difícil valoración en dinero), como los beneficios tangibles que implican la selección de cada uno de estos sistemas.

Considerado las posibilidades de integración y manejo unificado de la información de los distintos subsistemas en una subestación, los beneficios estratégicos resultan en mejorar la percepción de los usuarios, externos e internos, en lo que respecta a la calidad y confiabilidad del servicio y a la accesibilidad de la información a todo nivel, así como la posibilidad de poder ofrecer servicios de valor agregado, haciendo uso de la mayor cantidad y variedad de la información adquirida y procesada por los SAS; entre ellos la flexibilidad en la facturación de la empresa.

Los beneficios tangibles son producto de incrementar la capacidad de la organización para trabajar en forma rápida y económica. Estos beneficios implican reducción en los costos de operación y mantenimiento, debido a la escasa utilización de la mano de obra, y el mejoramiento de la funcionalidad operativa en comparación con el uso de sistemas de control convencional, teniendo a la vez una reducción en el tiempo de salida del servicio para los usuarios. La justificación técnico económica de la implementación de los sistemas SAS en las subestaciones dependen de si estas son nuevas o corresponden a modernizaciones de subestaciones existentes.

Las subestaciones nuevas proveen los mayores beneficios potenciales dada la posibilidad de ahorro en los costos de construcción, espacio, cableado y montaje. A su vez con su implementación se logra mejorar las funciones de protección, control y supervisión por un mínimo costo.

Implementar un sistema de automatización logrando buena integración entre equipos permite eliminar una gran cantidad de dispositivos independientes:

- Las unidades terminales remotas y sus equipos asociados (transductores, tarjetas de entradas/salidas, cableado, etc.)
- Paneles de medida (los relés de protección u otro tipo de IED's pueden ser utilizados como fuentes de medida)
- Paneles mímicos
- Anunciadores de Alarmas
- Registradores de secuencia de eventos
- Registrador digital de fallas
- Controladores
- Reducción en el cableado entre las casetas de patio y el edificio de control, para el caso de un sistema de control distribuido
- Reducción en el cableado entre el sistema de control y los demás dispositivos
- Reducción en el espacio de los gabinetes y el número de estos
- Reducción en el tamaño del cuarto de control
- Reducción en los costos de ingeniería y diseño

2.3.2. Criterios para la adopción de sistemas automáticos de subestación SAS

A continuación se presentan criterios guía que brindan elementos para determinar cuándo adoptar los sistemas SAS para el control y monitoreo de subestaciones. Sin embargo, en cada caso específico, ello depende de las condiciones propias del proyecto de construcción o modernización y de las políticas de operación de la compañía dueña del proyecto o de aquella encargada de su ejecución.

Para la adopción de los SAS como solución del sistema de control y supervisión de subestaciones, se deben tener en consideración las categorías de estas y la oportunidad de su implantación, es decir, bajo qué condiciones es aplicable o no la automatización de subestaciones. Para las subestaciones nuevas es clara opción implementar SAS buscando el mayor grado de integración entre los diversos IED's, de forma tal que se pueda obtener el máximo de beneficios que otorga esta tecnología.

Para las subestaciones existentes y en base a la amplia experiencia de profesionales del área los siguientes criterios pueden ser considerados para su actualización o modernización:

- Tipo, antigüedad y localización geográfica de la subestación.
- Subestaciones críticas para cargas importantes que demanden una alta confiabilidad.
- Subestaciones al límite de su nivel de potencia.
- Subestaciones críticas para la confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico.
- Problemas operativos, poca seguridad en la operación y/o dificultad en la consecución de repuestos.

Típicamente se plantea la posibilidad de implantación del SAS bajo las siguientes condiciones:

Modernizaciones significativas de equipos en general o ampliaciones de subestaciones existentes: proyectos que implican la construcción de nuevos campos, la adición de transformadores y el reemplazo de equipos de alta tensión, pueden fácilmente incorporar SAS para toda la subestación a un costo razonable.

Los sistemas de control existente pueden ser reemplazados o integrados dentro de la nueva infraestructura de control de la subestación.

Reemplazo o modernización de equipos de control, medida, protección, registro y/o supervisión: cuando se requiere reemplazar, modernizar o adicionar uno o varios de estos sistemas en una subestación, es posible implementar un sistema de automatización que realice varias de estas funciones, más algunas adicionales, todo esto a un precio igual o un poco superior al costo de los sistemas manejados en forma individual e independiente.

a) Estructura de los Sistemas Convencionales

Cuando se implementan en subestaciones sistemas de control convencionales, se tienen, los siguientes niveles:

- Nivel de campo, donde se realiza la adquisición de información de los equipos primarios del patio tales como interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y potencial.
- El siguiente nivel es el correspondiente a los elementos de procesamiento de toda la información que proviene de los equipos del patio exterior. En este nivel se realiza el tratamiento de lo que corresponde a protección, medición y control.

La interconexión de los niveles arriba mencionados se realiza con cables multiconductores, tendidos a través de canales de cables en el patio.

b) Características de los Sistemas de Control Convencional.

Los sistemas de control convencional se encuentran conformados por equipos y componentes integrados como se ha realizado en la forma tradicional. Esto es, utilizando cables multiconductores, relés auxiliares, relés repetidores, relés de disparo y bloqueo, etc. Existen los equipos primarios del patio (nivel de campo), el cableado de interconexión y los equipos de procesamiento de información, en este caso el cuarto de relés y/o el de control.

- Ingeniería:

En este tipo de sistemas de control, la ingeniería corresponde a la selección y la elaboración de los planos para que la bahía funcione como un todo, esto en lo correspondiente a protección, medición, control y supervisión.

Al realizar la ingeniería se debe tomar en cuenta la gran cantidad de planos de cableados y funcionales de las bahías y celdas correspondientes al esquema de la subestación a ser trabajada.

Estos planos, que son generados en esta fase, corresponden a los de los equipos exteriores, tableros de agrupamiento de señales y los tableros que se encuentren dispuestos en la caseta de relés o caseta de mando tales como: Control, Protecciones, Mando y Señalización.

- Montaje:

Con respecto al montaje se debe tomar en cuenta que este tópico contempla a los equipos primarios, los armarios de agrupamiento de señales y los tableros a ser instalados en la caseta de relés o caseta de mando, sea el caso que aplicase.

La cantidad de equipos, armarios y tableros va a estar definido por el esquema de la subestación a ser implementada, los mismos se unirán a través de cables multiconductores, en canales de cables, con el fin de realizar el tendido de toda la información concerniente en lo que respecta a las diferentes funciones tales como: Protecciones, Control, Señalización y Alarmas.

- Cableado:

Está actualmente establecido que uno de los principales objetivos al instalar un sistema moderno de control es la reducción de costos de cableado entre los diferentes equipos de patio y el nivel de control de subestación.

En una subestación construida con tecnología de control convencional se deben instalar entre 200 y 500 señales por bahías. En una instalación típica de 400KV con dos bahías de

transformadores y cuatro bahías de línea, pueden haber hasta 3000 conexiones entre los gabinetes de patio, y la sala de control y protecciones.

Dichos enlaces sufren de los factores ambientales, y en el caso de instalaciones a la intemperie están expuestas a riesgos de deterioro serios durante el ciclo de vida de los equipos primarios.

En estos casos, las fallas en los cables implican en la mayoría de los casos el reemplazo completo del cableado.

La transmisión de datos analógicos en distancias mayores a 50 m usando conductores de cobre trae como consecuencia pérdida de señales, ruido y reducción en la precisión del procesamiento de señales.

Todos estos factores imponen limitaciones en el sistema.

- Operación y Mantenimiento:

Las operaciones que se realizan en los patios de alta tensión pueden ser ejecutada de diferentes maneras:

- a. En forma de telemando, desde un despacho de carga a través de un enlace de comunicaciones. Este despacho a su vez se encargará, en una de sus tareas, de centralizar todo el sistema de potencia de la compañía eléctrica.
- b. Localmente, en el propio equipo en el patio exterior.
- c. A distancia, desde la caseta de relés o la caseta de mando.

Este mando se realiza a través de pulsadores ubicados en los armarios de los equipos exteriores, si ese es el caso, o a través de un conmutador de accionamiento en el tablero mímico si es el caso del armario ubicado en la caseta de relés.

Por ello, el principio fundamental en toda labor de operación y mantenimiento es tomar en cuenta la seguridad del personal y posteriormente la integridad el equipo en sí. Para esto se debe realizar lo siguiente:

- a. Realizar un estudio previo de la maniobra a realizar, dependiendo el esquema a implementar.
- b. Utilizar los equipos de seguridad adecuados.
- c. Aplicar las normas de seguridad.

En caso de los patios convencionales nos encontramos que las labores de operaciones son realizadas con la mayor precaución que le corresponde.

El mantenimiento se realiza básicamente sobre los equipos de alta tensión como son: interruptores, seccionadores, transformadores de medida etc.

- Puesta en servicio:

La puesta en servicio de subestaciones de alta tensión con sistemas de control convencionales se realiza, por una parte, en los equipos de alta tensión, tableros en las casetas de relés o caseta de mando y por la otra parte todo lo que está relacionado con el denominado “Hard-Wire” que engloba todo lo correspondiente a la parte funcional de la subestación.

Esta parte funcional implica realizar el chequeo de toda esa información de control, mando, señalización, alarmas que van a través de toda esa cantidad de cableado tendido en todo el patio hacia los diferentes equipos y tableros, esta actividad puede generar una gran cantidad de tiempo que puede ser del orden de días dependiendo el esquema de la subestación, cantidad de bahías, cantidad de celdas, etc.

c) Estructura de los sistemas de control numéricos.

Los sistemas de control numérico han sido concebidos y diseñados para realizar el control, la supervisión y la protección de una subestación y de sus líneas de entrada y salida.

Un sistema de control automatizado para subestaciones eléctricas consiste, siguiendo la estructura general de los sistemas de control de subestaciones, en un nivel de campo, un nivel de control de bahía, un nivel de control de subestación y un medio de comunicación entre ellos.

a. Nivel de campo.

En el nivel de campo se encuentran, al igual que en los sistemas de control convencionales, las unidades de adquisición de datos que proveen la data necesaria para el control eficiente de la subestación. A través de estas unidades el sistema de control numérico realizará:

La adquisición de datos analógicos:

- Corrientes y tensiones, tomados desde los transformadores de corriente y tensión respectivamente.
- Temperatura de equipos, tomados desde, por ejemplo, RTDs (“Resistance temperature device”) en los transformadores. Niveles de aceite en los transformadores.
- Presión de gas en los interruptores.

La adquisición de datos digitales (“Status”). Incluyendo indicación del estado del equipo, operación local, remota, mantenimiento.

Se encuentran, además, los equipos de alta tensión que llevarán a cabo las ordenes generadas a los niveles de control superiores. A través de estos equipos el sistema de control numérico realizará:

Mando de los equipos de interrupción por operación de las protecciones de las subestación:

- Apertura automática de interruptores ante condiciones de falla.
- Apertura automática de interruptores por disparos transferidos desde otras subestaciones.
- Recierre automático de los interruptores, en aquellos esquemas de protección donde aplique.

Mando de los equipos de seccionamiento o los equipos de interrupción por operación.

- Apertura y cierre de seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra por maniobras en la subestación.
- Apertura y cierre de interruptores por maniobras en la subestación.

A este nivel de control, en estos equipos de alta tensión se puede realizar:

- Apertura manual de interruptores y seccionadores.
- Control manual de cambiadores de tomas.
- Control manual de banco de capacitores y/o reactores.

Finalmente, a este nivel también se encuentran, los canales de comunicación encargados de establecer el intercambio de datos y órdenes entre el control numérico y los equipos de alta tensión. Estos canales deben estar diseñados de manera de proveer una barrera contra las interferencias electromagnéticas con el aislamiento galvánico y el blindaje.

b. Nivel de control de bahía.

El segundo nivel, nivel de control de bahía, está conformado por todos aquellos elementos encargados de las funciones automáticas de protección supervisión y control asociadas a las bahías, tales como:

- Protección de líneas y transformadores.
- Protección de barras.
- Protección contra fallas en los interruptores.
- Medición.
- Registro de eventos.
- Enclavamientos.
- Regulación de voltaje.

Funciones estas llevadas a cabo por relés de protección, relés de medición, controladores de bahía y en general IED's de nuevas generaciones.

Este nivel es el encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo la data con entradas y salidas analógicas y discretas. Así mismo, este nivel puede realizar las

funciones de monitoreo y operación de la bahía asociada, ante la ausencia del nivel superior, a través de Interfaces Hombre Máquina (HMI), de bajo nivel en la unidad controladora de bahía.

A nivel de los equipos de protección, medición y registro e IED's en general, con la aparición de nuevas tecnologías los esquemas de protección y control, propios de cada subestación, se han desarrollado basándose en el uso de relés universales (UR). El relé universal es una nueva generación de relés modulares construidos en una plataforma común. El objetivo fundamental de esta generación de relés es suministrar una herramienta común para la medición, protección, monitoreo y control del sistema de potencia, de manera que sirvan como motor de la automatización de la subestación.

La información de entradas y salidas digitales y analógicas de estos equipos se encuentra disponible para ser tomada por la unidad controladora de bahía a través de los puertos de comunicación de los relés.

De esta manera, la unidad controladora de bahía se encargará de:

- La interfaz con los relés de protección y otros IED's de la bahía controlada con comunicación maestro-esclavo, a través de enlaces seriales, o redes de campo. La comunicación entre los dispositivos de control de bahía y los relés de protección e IED's de la bahía debe permitir el uso, con el fin de facilitar expansiones futuras y cambios en el sistema, de protocolos no propietarios tales como el DNP 3.0 ó el IEC 870-5-101.
- La interfaz con el nivel de control de la subestación, actuando como concentrador de comunicaciones entre los equipos de protección y otros IED's y la red LAN de la subestación a través de una conexión directa de alta velocidad. El controlador envía al SCADA local las señales de medición, los status y los controles para todos los interruptores y seccionadores de la bahía controlada. El envío de los status y cambios de estado en general se hace con formato SOE ("Secuence of Events") de manera que el SCADA local reciba los status con un estampado de tiempo asociado.
- Realizar la automatización de los enclavamientos por medio de lógica programada.
- Suministrar una interfaz mímica local para el manejo de la bahía, a través de despliegues gráficos configurables, como respaldo al sistema de control de la subestación, como ya se mencionó.

En general, un dispositivo único no debe controlar más de una bahía en una subestación, de forma tal que la falla de dicho dispositivo tenga consecuencias limitadas en el control de la subestación.

c. Nivel de control de subestación.

El tercer nivel, nivel de control de la subestación, se encuentra relacionado con las tareas de operación y monitoreo de la subestación.

La arquitectura típica está integrada básicamente por las estaciones de operación, gateways, Switch de fibra óptica y receptor de sistema de posicionamiento global (GPS).

A este nivel los operadores de las subestaciones ordenan las maniobras de abrir / cerrar de interruptores y/o seccionadores, se monitorea el estado de los parámetros propios del sistema, tales como:

- Tensiones de barras.
- Corriente en las salidas.
- Potencias entregadas y recibidas.

Todo esto a través de interfaces hombre-máquina de alto nivel, utilizando un software SCADA local para la subestación, normalmente instalado sobre estaciones de operación configuradas en arreglo Hot-StandBy. A través de estas estaciones de operación, los operadores pueden con facilidad:

- Ordenar la operación de interruptores, cambiadores de toma, seccionadores motorizados de la subestación.
- Supervisar las alarmas y eventos importantes de toda la subestación, a través de la Secuencia de Eventos (SOE) obtenidos de las unidades controladoras de bahía.
- Examinar la subestación en su conjunto o cualquier parte de la misma a través de los despliegues gráficos configurables, actualizados en tiempo real y con indicaciones de estado y valores medidos.
- Generar informes sobre aspectos fundamentales del funcionamiento como, por ejemplo, oscilogramas de perturbaciones, información sobre localización de averías y estadísticas sobre perturbaciones.
- Mantenimiento de la base de datos en el ámbito de la subestación.
- Supervisión y cambio de los parámetros de ajuste de las protecciones.
- Supervisión de las funciones de auto diagnóstico y secuenciación de eventos de todos los IED's de la subestación.

Además de esto, en el ámbito de control de la subestación, el SCADA local del sistema de control numérico puede realizar funciones automáticas de control y supervisión tales como:

- Funciones de automatización que impliquen más de una bahía, como por ejemplo:

- Transferencia de barras.
- Programa de maniobras de transformadores y maniobras de líneas.
- Sincronización de tiempo con las unidades controladoras de bahía.
- Supervisión del programa de mantenimiento de equipos.
- Restauración automática del sistema de control numérico por pérdida de alimentación.
- Rechazo de carga cuando las condiciones establecidas se cumplan.

El gateway de comunicaciones es utilizado para la comunicación con el centro, o los centros, de control remoto (tales como los centros de despacho de carga regionales o nacionales). De esta manera se puede realizar el control remoto de la subestación. Esto se logra a través de la transferencia de status, control, mediciones, contadores y archivos entre el SCADA local de la subestación y el centro de control remoto. Dicha transferencia se hace con protocolos de comunicación preferiblemente no propietarios, tales como el DNP 3.0 ó el IEC 870-5-101, que permitan fácil adaptación a futuras expansiones.

A través de los Hubs de fibra óptica se lleva, físicamente, la red de datos local de la subestación (LAN). Estas redes son por lo general del tipo estrella redundante, aunque también es aceptado el esquema de anillo redundante entre los controladores de bahía y los equipos en el nivel de control de subestación.

El equipo receptor GPS proporciona una referencia de tiempo precisa, necesaria para ser utilizada por las estaciones de operación, el Gateway, y por los IED's de protección y control para el estampado de tiempo en las secuencias de eventos (SOE).

d) Características de los Sistemas de Control Numérico

a. Ingeniería:

En este tipo de sistemas de control, la ingeniería corresponde, en primer lugar, a la selección del esquema de control numérico aplicable a la subestación, esto sobre la base de las normas y estándares aplicables y las especificaciones técnicas particulares de la subestación.

En segundo lugar se deben seleccionar los equipos de protección, comunicación, automatización y control que integrarán el sistema. Se ha de tener especial cuidado en seleccionar equipos que permitan:

- Capacidad de comunicación de datos de alta velocidad entre IED's.
- Capacidad I/O expandible.
- Múltiples entradas CT's y VT's con posibilidad de calcular parámetros eléctricos (entradas virtuales).

Comparativamente con los sistemas de control convencionales, la elaboración de los planos para el sistema es significativamente menor. Ya que los planos de cableado se limitarán, en la mayor parte del sistema, a mostrar las conexiones seriales o en red entre los equipos. Siendo similares sólo en el cableado entre el nivel de control de bahía y campo.

Otro paso importante en la realización de la ingeniería para un proyecto de control numérico consiste en la programación del control, como tal, a los diferentes niveles. A nivel de bahía se debe programar la configuración para los controladores de bahía (lógica programada), enclavamientos, permisivos, alarmas y señalizaciones (SOE) a ser reportadas al SCADA local. A nivel de subestación se debe programar el control de todas las bahías y el reporte a su vez a los centros de control remotos (centros de despacho de carga).

b. Montaje:

En términos de montaje dentro de una subestación, para un sistema de control numérico, por cada bahía el número de gabinetes necesarios por celda se ve disminuido significativamente, ya que a lo sumo cada bahía va a necesitar un gabinete por celda, y un gabinete para la unidad controladora de bahía. Eliminándose aquellos gabinetes repletos de componentes electromecánicos o estáticos convencionales.

c. Cableado:

Esta integración reduce la cantidad de cableado de señales y otros equipos requeridos por la subestación, ahorrando así costos tanto de cableado como de espacio en la subestación. Está actualmente establecido que uno de los principales objetivos para instalar un sistema de control numérico es la reducción de costos de cableado entre los diferentes equipos de patio y el nivel de estación.

d. Operación y Mantenimiento:

La diferencia en la operación cuando se implementa un sistema de control numérico con respecto al convencional, es que los equipos y tableros poseen relés con tecnología IED's basada en microprocesadores que le brindan "inteligencia" y mayor seguridad al momento de realizar las maniobras.

e. Puesta en servicio:

La puesta en servicio de subestaciones de alta tensión con sistemas de control numérico se realiza por una parte, en los equipos de alta tensión, tableros en caseta de relés, o caseta de mando, de igual manera que en las subestaciones con esquemas de control convencionales. Sin embargo, la verificación del "Hard-Wire" está limitada únicamente a la interconexión física entre el nivel de control de campo y el nivel de control de bahía.

Por otra parte, se pone en servicio todo lo relacionado con la red de control de los niveles jerárquicos superiores (control de bahía y control de subestación), que fue definida específicamente para el esquema de control a ser implementado. Esto implica pruebas de comunicación, pruebas de operación de equipos, entre otras.

Al realizar la parte funcional, esta se puede llevar a cabo de una manera mucho más rápida que los esquemas convencionales, ya que en esta etapa el realizar pruebas sobre todos los elementos inteligentes ubicados en los niveles de control superiores, no implica la revisión del “Hard-Wire” hasta los equipos de patio.

CAPITULO III

APLICACIÓN PRÁCTICA

3.1 Descripción de la subestación a modernizar

De acuerdo a los datos del Ministerio de Energía y Minas documento “Perú Sector Eléctrico 2010”. Nuestro país viene creciendo sostenidamente en los últimos años, y en consecuencia también crece la demanda de electricidad, el cual ha tenido un crecimiento promedio anual de 8% debido entre otros aspectos al intenso desarrollo de la actividad minera y manufacturera. Además las condiciones macroeconómicas en el Perú han evolucionado positivamente, y han demostrado fortaleza ante las recientes crisis económicas internacionales. Como resultado, en el último quinquenio las inversiones en el sector eléctrico han crecido a una tasa promedio anual de 27%, pero aún así persiste la necesidad de asegurar la ejecución de nuevos proyectos para poder asegurar el abastecimiento de electricidad en el mediano y largo plazo. Según datos del Ministerio de Energía y Minas respecto a la demanda de energía, se estimó que para el periodo de 2009 – 2019, el SEIN demandará energía eléctrica con un crecimiento promedio anual de 8,1% dentro de un escenario medio. En un escenario optimista la tasa de crecimiento promedio anual es de 9,0%, que es el caso donde todos los grandes proyectos mineros se ejecutan y el consumo masivo de electricidad de pequeñas demandas es creciente en un contexto de buena situación económica interna. En un escenario conservador la tasa es de 7,0%.

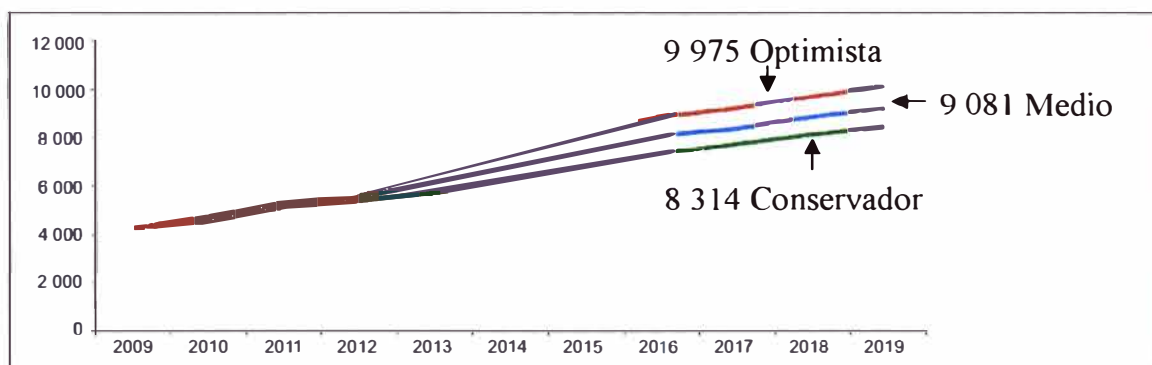


Fig. 3.1 Proyección de la Demanda en Potencia en MW 2009 – 2019

La zona del proyecto en referencia no es ajena a este crecimiento, ello lo muestra la proyección de requerimiento de carga para varios proyectos de ampliación y nuevos campos mineros. Según se muestra en el siguiente cuadro.

Tabla 3.1. Proyección de Requerimiento de carga (MINEM, Sector Eléctrico 2010)

Zona del País	Proyecto Minero	Periodo*	Pot. Total (MW) **
Norte	Majaz - Rio Blanco	2016	120
	Otros (2 proyectos)	2014-2015	65
Norte Medio	Empresa Siderurgica del Peru	2013	124
	Northern Peru Copper Corp. - Galeno	2016	116
	Otros (7 proyectos)	2010-2017	276
Centro	Shougesa (Ampliación)	2011	250
	Chinalco - Toromocho	2013	220
	Compañía Minera Antamina S.A.	2011	140
	Refinería Cajamarquilla (Ampliación)	2013	110
	Otros (13 proyectos)	2012-2015	265
Sur	Aceros Arequipa	2013	125
	Apurimac Ferrum	2017	125
	Sociedad Minera Cerro Verde - ampliación	2013	120
	Xstrata Peru - Las Bambas	2018	120
	Anglo American - Quellaveco	2014	110
	Grupo Mexico & Southern Peru - Tia Maria	2011	100
	Southern Peru Copper C. - Los Chancas	2018	100
	Otros (9 proyectos)	2011-2018	434
	Incremento total de potencia 2010 - 2018		
* Periodo ó año en que se presentaría el mayor incremento y requerimiento de potencia instalada.			
** Incremento total de potencia del 2010 al 2018, en MW.			

Para abastecer estos incrementos de demanda se hace necesario la previsión de compromisos e intenciones de inversión en el desarrollo de proyectos de generación y transmisión. La modernización de la Subestación Piura Oeste es parte de esta necesidad.

La S.E. Piura Oeste forma parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), y está ubicada en la carretera a Paita, km 8, distrito Piura, provincia Piura, Departamento Piura. La Subestación Piura está conectada a la línea de 220 kV que enlaza de las subestaciones Talara y Chiclayo Oeste. Es una subestación tipo exterior convencional que actualmente se encuentra en servicio y está constituida por dos patios de llaves, uno a 220 kV y otro a 60 kV interconectados mediante dos transformadores de potencia tridevanados, cada uno con un terciario de 10 kV cargados con celdas de distribución. El patio de llaves de 220 kV tiene actualmente una configuración de barra sencilla con la siguiente distribución de celdas (como referencia ver Anexo 2: Diagrama Unifilar de la SE Piura):

- Una celda de compensación con reactor Inductivo 220 kV, 20 MVA.
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Chiclayo Oeste (L-2238).

- Una celda de salida de línea hacia la subestación Talara (L-2248).
- Una celda de transformación, conectada a un transformador de potencia (T32-261) de 50/50/30 MVA - 220/60/10 kV.
- Una celda de transformación, conectada a un transformador de potencia (T15-261) de 50/50/30 MVA - 220/60/10 kV.

El patio de llaves de 60 kV tiene actualmente una configuración de barra sencilla con la siguiente distribución de celdas:

- Una celda de salida de línea hacia la subestación Piura (L-6650).
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Textil Piura (L-6651).
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Chulucanas (L-6657).
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Sullana (L-6698).
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Paita (L-6654).
- Una celda de salida de línea hacia la subestación La Unión (L-6658).
- Dos celdas de transformación provenientes de 220 kV (T32-261 y T15-261)

La caseta con celdas de 10 kV tiene una configuración de barra sencilla con la siguiente distribución de celdas:

- Dos celdas de entrada de transformación.
- Una celda para transformador de servicios auxiliares, con seccionador.
- Una celda salida para alimentar una barra sencilla 10 kV que sirve a las instalaciones de ENOSA.

3.2 Estrategia y objetivos de modernización

Se requiere convertir la subestación Piura Oeste, tanto el nivel 220 kV como el de 60 kV en configuraciones de doble barra, la cual responde a la necesidad de ISA REP de atender el crecimiento de la generación y la demanda de la zona del proyecto, así como el mejoramiento de la confiabilidad de las instalaciones y continuidad del suministro eléctrico.

A continuación se especifica los requerimientos detallados para el diseño, fabricación, suministro, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio del Sistema de Automatización de la Subestación (SAS) de la Subestación Piura Oeste:

Para la subestación Piura Oeste se debe suministrar un nuevo SAS, para el control de todas las celdas tanto nuevas como existentes de la subestación en 220, 60 y 10 kV.

La RTU existente S900 será desmantelada.

El alcance de este suministro consiste en:

- Implementaciones del control de Nivel 0, enclavamientos mínimos cableados de los equipos de todas las celdas tanto nuevas como existentes de la subestación en 220, 60 y 10 kV, ello para reducir las labores de mantenimiento.
- Suministro e instalación de los controladores de bahía (Nivel 1) para todas las celdas tanto nuevas como existentes de la subestación en 220, 60 y 10 kV. Para las celdas de 220 kV se debe suministrar un gabinete de control de nivel 1. Para las celdas de 60 kV el controlador de bahía puede estar en el gabinete de protección. Para las celdas de 10 kV las funciones de control del nivel 1 pueden estar dentro del relé de protección, para lo cual el relé debe disponer de un display LCD para visualización y mando de los equipos de la celda y entradas suficientes para la supervisión del campo.
- Desconexión de las señales y retiro de los cables del patio de llaves de 220, 60 y 10 kV, de los gabinetes de control y de la RTU existentes y conexión de las mismas a los nuevos gabinetes de control de cada celda. Así mismo se deberá diseñar, programar y ejecutar este traslado de las señales de tal manera que se minimicen los cortes e indisponibilidades de las celdas existentes por esta razón.
- Conexión de las señales de las celdas nuevas hasta los gabinetes de control de cada celda.
- Suministro e instalación de la red de datos del SAS y el sistema de control de nivel de subestación (Nivel 2), incluyendo la estación de operación, los controladores de subestación, el reloj GPS, etc.
- Integración del SAS a los dos (2) Centros de Control de ISA REP (Nivel 3); para esto ISA REP dispondrá del medio físico para realizar la comunicación con los centros de control, es responsabilidad del contratista llevar la información del SAS implementado hasta los equipos de comunicación y verificar que esta es enviada desde la subestación a los centros de control.
- Desmontaje y empaque de la RTU existente, su entrega a ISA REP en el almacén de ETECEN en la subestación San Juan.

3.3 Implementación de la modernización

A continuación se describen los principios básicos de funcionamiento del sistema de automatización.

3.3.1. Nivel 1

a) Generalidades

Se describe los principios básicos de funcionamiento en Nivel 1.

El sistema de control de Nivel I para la S.E. Piura Oeste está conformado por controladores de campo 6MD66 pertenecientes a la serie de equipos numéricos de la familia SIPROTEC 4 de SIEMENS, de tecnología de punta, especialmente diseñados para la protección y el control de los sistemas de media y alta tensión en el área de generación, transmisión y distribución de energía.

Los controladores de campo se integran directamente a la red LAN redundante (conexión en anillo) de la subestación mediante los dos puertos ópticos Ethernet 100BaseFX Full Duplex. Ya que los controladores manejan el protocolo RSTP estos participan activamente en el procedimiento de administración de la redundancia a través de la conexión en anillo. Los controladores de campo tienen las funciones de servidor y cliente de datos para la red IEC61850. La función de sincronización se hace mediante el protocolo SNTP utilizando la red LAN de la subestación, los controladores de campo actúan como clientes de este servicio. La comunicación entre controladores de campo e IED's de protección se hace a través de la misma red LAN de la subestación y utiliza los servicios respectivos (por ejemplo GOOSE) del protocolo IEC61850. La gestión de los controladores de campo se hace a través de la estación local de gestión mediante una conexión DIGSI sobre TCP/IP y utiliza la misma red LAN de la subestación.

b) Adquisición de Datos y Comandos

El sistema de automatización interactúa con el proceso a través de los controladores de campo y de los relés de protección. Bajo una estructura cliente / servidor estos equipos comparten y solicitan la información del proceso. En el documento "Listados de Señales" se encuentran las señales (datos y comandos) que son utilizados en el sistema y se relacionan los equipos (controladores de campo e IED's) respectivos.

Los tipos de señales manejados son:

- Indicación sencilla (SP). Tiene sentido en los valores ON y OFF. Su adquisición se realiza a través de una entrada binaria.
- Indicación sencilla transitoria (SP_F). Solo tiene sentido en el valor ON. Su adquisición se realiza a través de una entrada binaria.
- Indicación doble (DP). Su adquisición se realiza a través de dos entradas binarias.
- Indicación binaria (BP8) de 8 bits.
- Valor análogo (MC_NC). Punto flotante.
- Valor análogo (MC_NA). Normalizado.
- Valor análogo (MVMV). Valores de energía.

- Indicación sencilla (IntSP). Tiene sentido en los valores ON y OFF. Es generada internamente por el equipo, a través de las funciones CFCs.
- Comando simple. Puede ser con retroaviso (CF_S) o sin retroaviso (C_S).
- Comando doble. Puede ser con retroaviso (CF_D2) o sin retroaviso (C_D2).
Comando doble con contactos dobles. Puede ser con retroaviso (CF_D4) o sin retroaviso (C_D4).
- Comando lógico para cambio de una indicación sencilla (SP_PER). Por ejemplo, para habilitar o deshabilitar el telecontrol de un campo).

Las señales digitales son adquiridas mediante los módulos de entradas digitales incluidos en los controladores de campo e IED's de protección. Estas señales binarias llevan una marcación desde origen (es decir el equipo que las adquiere es el encargado de hacer la marcación) de la fecha y hora de la ocurrencia de cada evento con resolución de 1 ms y una precisión de +/- 1 ms.

La base de tiempo utilizada para la sincronización de tiempo es el sistema SNTP. Para las señales dobles (DP) el sistema verifica el estado complementario de estas señales para establecer la validez de la posición de los equipos.

La adquisición de las variables eléctricas se hace directamente conectando los transformadores de tensión y corriente al controlador de campo y relés de protección. El equipo realiza las funciones de verificación, filtro, ajuste de escala y conversión a unidades de ingeniería, además de generar alarmas por violación de límites ajustables (alto, muy alto, bajo, muy bajo).

Adicionalmente los controladores de campo poseen módulos de entradas análogas para la adquisición de señales de corriente de hasta 20mA.

Los comandos generados por el sistema de automatización son emitidos al proceso mediante módulos de salidas digitales que poseen tanto los controladores de campo como los relés.

El sistema utiliza en sus interfaces de usuario de los niveles 1 y 2 el procedimiento de "seleccionar antes de operar" para dar las ordenes hacia el proceso y reporta al operador sobre los comandos ejecutados las siguientes funciones de supervisión:

- Verificación de la validez del origen del comando según el nivel de control seleccionado.
- Retro aviso de la ejecución positiva o negativa de los comandos.
- Registro de ejecución de comandos en la base de datos histórica del sistema.

c) Enclavamientos

Esta función evalúa el estado (abierto/cerrado) de todos los equipos de maniobra involucrados en cada operación, así como otras condiciones.

Una vez se cumplen las condiciones de operación, se habilita la emisión del comando correspondiente proveniente de los niveles 1, 2 o 3.

En el IU de la estación de operación se tiene un despliegue donde se muestra gráficamente con compuertas lógicas y mediante animación en colores las condiciones de enclavamientos para cada equipo y maniobra. De igual forma se genera una alarma cuando se intenta dar un comando sin que se hayan cumplido las condiciones dadas.

Las funciones de enclavamiento se hacen a Nivel 1 utilizando las características de programación y comunicación que tienen los controladores de campo y los IED's de protección. Cada controlador de campo adquiere en tiempo real a través de la red LAN de la subestación toda la información de otros controladores de campo, IED's de protección y SICAM SU que requiera para evaluar la función de enclavamientos.

Este tipo de información es enviado a través de la red LAN mediante un servicio del protocolo IEC 61850, denominado GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), el cual utiliza una característica de la red Ethernet para enviar telegramas con prioridad. Con esto se logra la transmisión efectiva en tiempo real de información de enclavamientos aún en condiciones de congestión en la red.

En el caso que un controlador no pueda evaluar la función de enclavamientos para una maniobra debido a una falla en las comunicaciones o por encontrarse fuera de servicio algún elemento que tenga información sobre una condición del enclavamiento para la maniobra, el mando sobre el equipo es inhabilitado por el controlador de campo.

d) Secuencias Automáticas

Los controladores de campo incluyen las funciones de secuencias automáticas de conexión y desconexión de líneas y transferencia de circuitos y barras, las cuales se seleccionan, inician y supervisan desde la IU de Nivel 2. Podrán alternativamente ser iniciadas desde los niveles 1 y 3, según requiera ISA-REP.

Al inicio y durante la ejecución de una secuencia se verifican los enclavamientos respectivos a cada paso, dentro de los cuales se encuentra la verificación de la posición del selector de control de los equipos involucrados en la secuencia. Adicionalmente se cuenta con supervisión de tiempos y de bloqueos para detectar estados anormales de operación. Ante la violación de alguna condición impuesta a un paso en la secuencia, ésta se suspende

y se genera la alarma correspondiente, adicionalmente se dispone en la IU de Nivel 2 de un comando de cancelación de la secuencia. Luego que una secuencia haya sido interrumpida ya sea por bloqueo o por comando desde la IU de Nivel 2, el operador puede realizar paso a paso, las condiciones faltantes siempre que se cumplan las condiciones de maniobra respectivas. En la estación de operación de Nivel 2 se tienen despliegues para la ejecución de las secuencias, donde se tiene la opción de arrancar el proceso, se tienen despliegues dinámicos que muestran en forma gráfica los pasos a ejecutar, el paso en ejecución actual y las condiciones para el cambio de un paso a otro.

Adicionalmente se visualiza el diagrama unifilar del campo o el diagrama unifilar general de la subestación, en el cual se observan los cambios de estado de los equipos a medida que se va ejecutando la secuencia.

Las Secuencias Automáticas han sido desarrolladas de acuerdo a las bases del Proyecto que indican que éstas deben de seleccionarse, iniciar y supervisar desde la IU de Nivel 2. Pero en reuniones posteriores, el cliente solicitó que éstas queden deshabilitadas.

e) Autochequeo y Autodiagnóstico

Los controladores tienen funciones de auto verificación y autodiagnóstico que reportan las fallas al sistema, ante la detección de un error de hardware o software, o la falla en un canal de comunicaciones. A continuación se describen las funciones mas importantes y que serán habilitadas en los controladores para el presente proyecto:

- Falla del controlador, el cual genera una alarma local (LED), operando un contacto de estado.
- Error de su power supply (fuente de alimentación).
- Error de sincronización de tiempo.
- Falla módulo de comunicación en este caso Ethernet Module EN100.
- Falla módulo EN100 enlace de canal 1.
- Falla módulo EN100 enlace de canal 2.
- Batería descargada.
- Anomalía CFC.
- Dispositivo en estado operativo.
- Reset del dispositivo.
- Reset de LEDs, los cuales se encuentran en el lado frontal del equipo.
- Stop de transmisión de datos.
- Controlador en modo de prueba.

Mediante alarmas y animación en el despliegue “Arquitectura del Sistema” en el Nivel 2 se muestra el estado de los equipos y sus componentes principales.

La supervisión de la red se hace usando la herramienta Net View, que realiza un chequeo de cada IED en la red para verificación de transmisión, recepción y posibles errores que se puedan presentar.

f) Interfaz de Usuario de Nivel 1

La interfaz de usuario de Nivel 1 está dada por el panel de operación incluido en los controladores de subestación. Este panel es del tipo electrónico con pantalla de cristal líquido.

En él se puede representar gráficamente un mimico del campo para control o supervisión de la bahía asociada, desplegar la lista de los últimos 200 eventos registrados por el controlador, mostrar la lista de alarmas activas o presentes, presentar valor análogos primarios, entre otros despliegues. A continuación describimos los elementos que contienen el panel frontal del controlador:

- Teclas de navegación.
- Bloque numérico para entrada rápida de entradas, ejm. Límites de valores.
- Teclas ON/OFF para comandos de equipos de patio.
- Cuatro teclas de función para la asignación de funciones especiales por ejm. Asignación de visualización de la lista de eventos o disparos de interruptores.
- Teclas de “Control” para el acceso directo al control de equipos desde nivel 1.
- Display (con capacidad de iluminación) para la presentación limpia de caracteres, lista de mensajes, valores de medida, estadísticas, bloques, etc.
- Dos llaves de operación para el cambio Local/Remoto y Con Enclavamientos/Sin Enclavamientos.
- Acceso al control y diagnóstico mediante interfaz RS-232.
- 14 LEDs configurables para mostrar eventos y/o alarmas importantes de planta. Además de un botón de reseteo de LEDs.

3.3.2. Nivel 2

a) Generalidades

El sistema de control de Nivel 2 para la S.E. Piura Oeste está basado en el sistema de automatización SICAM PAS conformado por el software SICAM PAS “Full Server” como base de datos relacional en tiempo real e interfaz de datos. En cada SICAM SU se tiene por un lado la aplicación DSI, la cual se encarga de solicitar la información del proceso a los

servidores de datos (controladores de campo y relés) y de distribuir esta información a las demás interfaces de comunicaciones (por ejemplo, Centro de Control, Estación de Operación UI, aplicación de Automatismos, etc.). Por otro lado se tiene la aplicación Sybase SQL, la cual representa la base de datos relacional del sistema, y es donde se “relaciona” la configuración del sistema y los datos del proceso que entrega la aplicación DSI. Bajo este esquema cada SICAM SU funciona como un cliente independiente en la red LAN de la subestación.

El software SICAM PAS CC es la interfaz de usuario y base de datos histórica del sistema. Este software se tiene instalado en dos computadores para tener un esquema redundante en la base de datos histórica y la aplicación de interfaz de usuario de Nivel 2.

La red LAN de subestación está montada sobre una plataforma Ethernet conformada por Switch RUGGEDCOM, sobre esta red van los servicios de IEC61850, SNTP para sincronización de tiempo y enlaces seriales virtuales para la conexión en IEC870-5-101 a los centros de control REP y para la gestión en DIGSI. Como servidor de tiempo integrado en la red LAN de la subestación se tiene un reloj maestro con funciones de Servidor SNTP. Para la gestión centralizada y como gateway para la gestión remota se tiene una estación local de gestión integrada a la red LAN de la subestación.

b) Curvas de Tendencia

En el sistema SICAM PAS CC, tiene definido un registro de medidas que puede ser consultado en línea, o donde se pueden buscar valores históricos. Se presentan las variables de tensión, corriente, frecuencia, potencia activa, reactiva, aparente y factor de potencia. Los rangos, zoom, ajustes de tiempo son seleccionables a solicitud del operador.

El sistema almacena el registro de medidas cada 5 minutos para los valores análogos y cada 60 minutos para los valores de energía.

Para la representación de los valores de medida el sistema SICAM PAS CC posee formatos de pantalla para representar mediante gráficas las medidas análogas con las siguientes características:

- Gráficas de varias medidas simultáneamente (más de cuatro).
- Gráficas con formato de presentación de ejes vertical y horizontal (X, Y).
- Ajustes de Escalas.
- Definición de rótulos para los ejes.
- Ajuste de rango de tiempos.
- Zoom.

- Generación de curvas de tendencia definidas por el usuario.

c) Manejo de Datos Históricos

El sistema SICAM PAS CC maneja un registro de eventos y de valores de medida con los que crea una base de datos histórica del sistema la cual es almacenada en el disco duro de las estaciones de operación de Nivel 2 y puede ser consultada en línea por las aplicaciones de visualización. Esta base de datos es almacenada cada 30 días en el dispositivo de respaldo CD-R con que están equipados las estaciones de operación. Los archivos históricos pueden ser exportados a archivos de texto pueden ser analizados offline en otra estación de trabajo que tenga el sistema SICAM PAS CC instalado, para funciones de solo visualización se puede utilizar el sistema en versión demo (no requiere licencias).

La información online en el Nivel 2 es de 1000 eventos. Si es que dentro de los 30 días se han producido mayor número de eventos que el indicado, estos deberán ser cargados manualmente para poder visualizarse. En el caso de backup automático, éste se configura en la opción Alarm Logging y Configuración de Fichero. Desde aquí se puede configurar cada cuánto tiempo se realizará un backup automático de los datos históricos, tal como se puede observar en la Fig. 3.3.

The screenshot shows the 'AlarmLogging' application window with the 'Configuración del backup' tab selected. The window is divided into two main sections: 'Tamaño del fichero' and 'Momento del cambio de segmento'.

Tamaño del fichero:

- Período para todos los segmentos: 1 (spin box), Semana(s) (dropdown)
- Tamaño máx. para todos los segmentos: 1000 (spin box), Megabyte(s) (dropdown)
- Período de un segmento individual: 1 (spin box), Día(s) (dropdown)
- Tamaño máx. de un segmento individual: 100 (spin box), Megabyte(s) (dropdown)

Momento del cambio de segmento:

- Mes: Diciembre (dropdown), Año: 2009 (spin box), Día del mes: 8 (spin box)
- Día de la semana: Martes (dropdown), Hora: 0 (spin box), Minutos: 0 (spin box)

At the bottom of the window are buttons for 'Aceptar', 'Cancelar', 'Aplicar', and 'Ayuda'.

Fig. 3.1 Configuración de Backup Automático

Los archivos históricos pueden ser exportados en formato .csv (que puede ser editado en Excel) a través de un botón en la barra de herramientas de la IHM.

d) Reportes

En el sistema SICAM PAS CC se tienen programados los siguientes reportes con valores instantáneos, totales acumulados, máximos, mínimos y promedio para las siguientes variables:

- Energía Entrante y Saliente.
- Medidas Eléctricas (tensión, corriente, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva).
- Operaciones acumuladas de los interruptores.
- Horas de servicio de los interruptores y transformadores de potencia.

Los reportes se programan para que su periodicidad sea diaria, semanal, mensual o a solicitud del operador.

e) Editar reporte del Usuario “Tendencias”

El reporte del usuario Tendencias por defecto es una impresión de las tendencias, este reporte está asociado a todos los controles de tendencias de la IHM y permite imprimir las tendencias seleccionadas y los datos asociados a dicha tendencia. Al editarlo aparece en pantalla como se muestra en la Fig. 3.4.

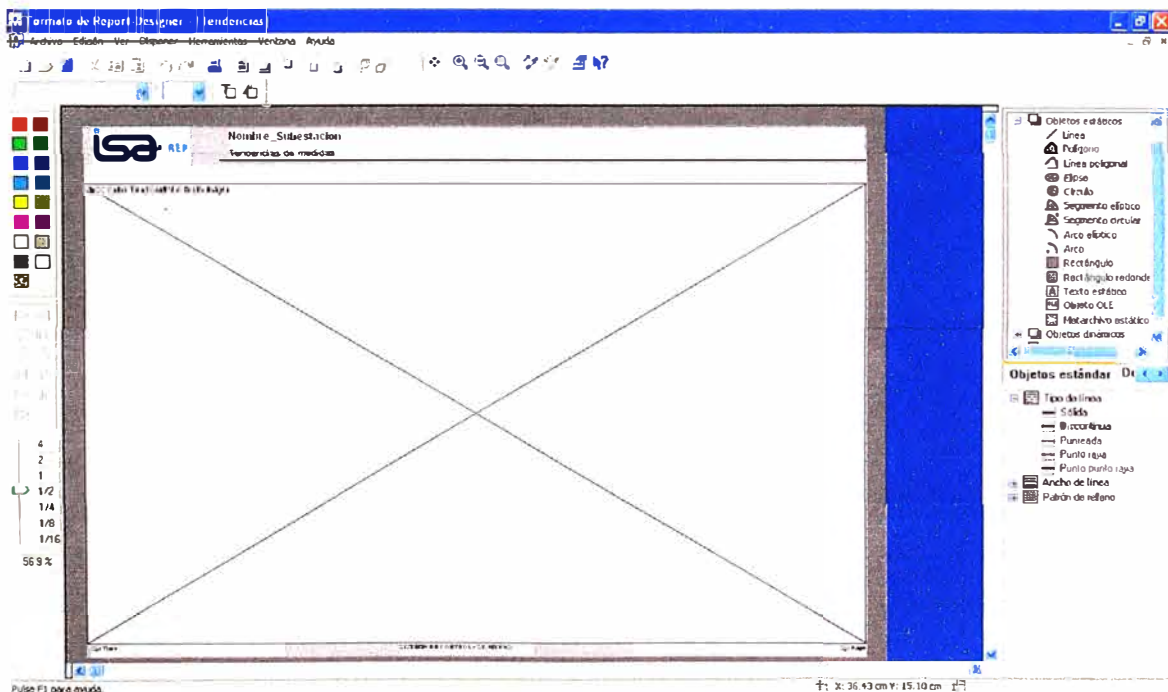


Fig. 3.2 Pantalla de Configuración de Reportes

- Editar reporte del Usuario “Eventos”

El reporte del usuario Eventos es una lista de eventos tomada del archivo histórico. Al iniciar la edición se muestra como se ve en la Fig. 3.5.

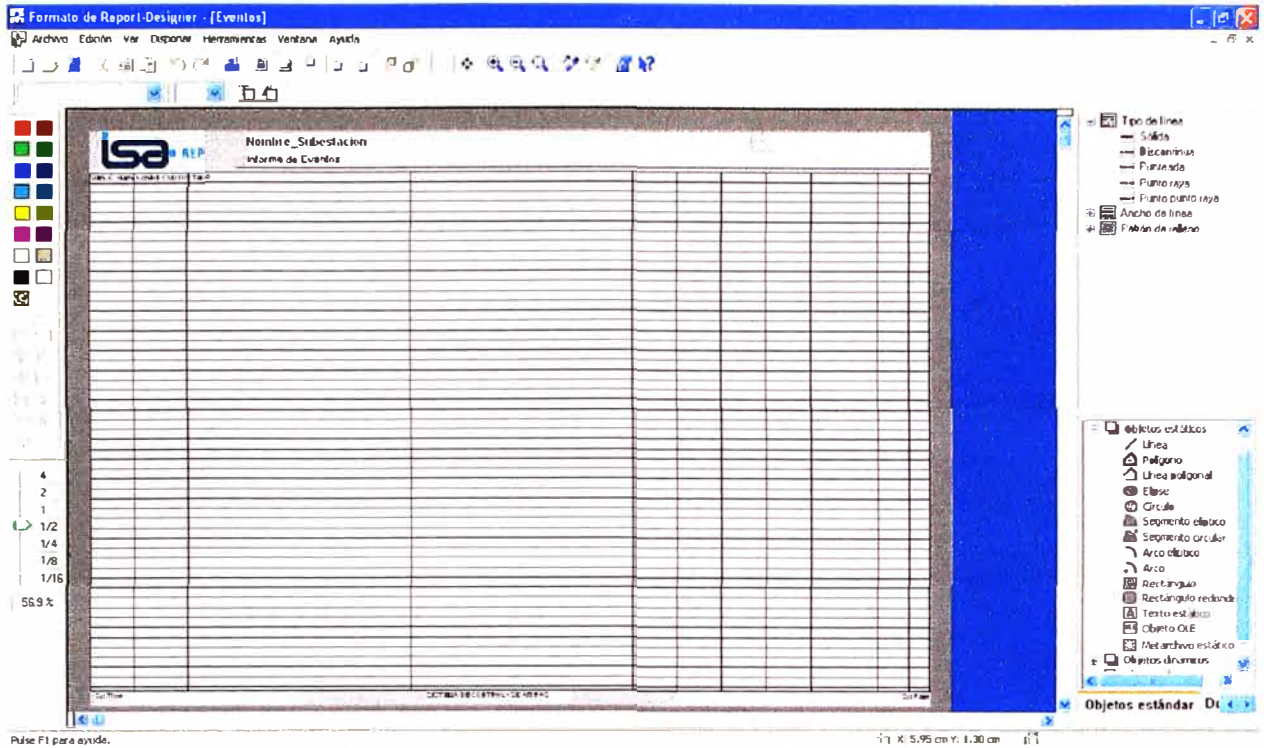


Fig. 3.3 Edición del Reporte “Eventos”

Si se quiere aplicar un filtro sobre el reporte se debe presionar el botón derecho del ratón sobre el área dinámica del reporte, y seleccionar “Propiedades” en el menú contextual que aparece.

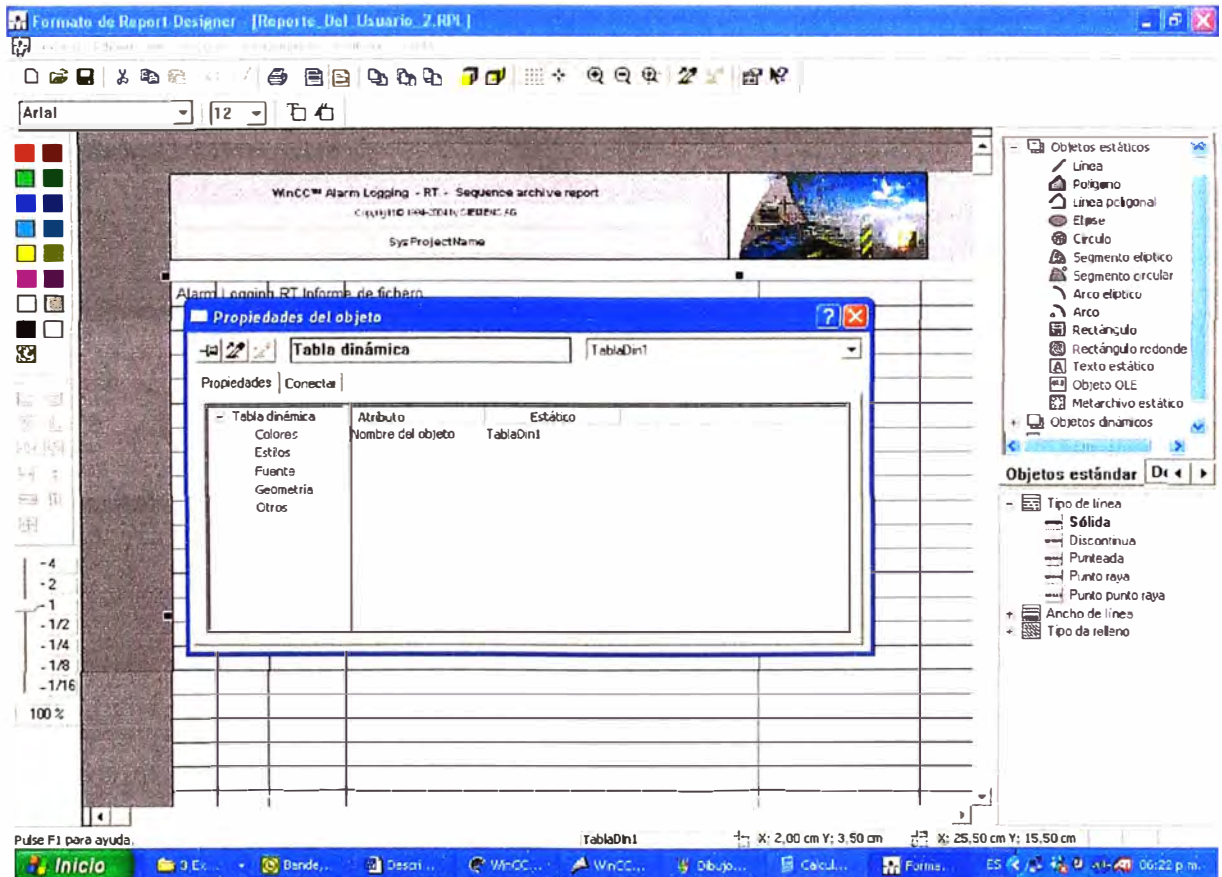


Fig. 3.4 Visualización de Propiedades de Reportes

Una vez hecho se selecciona la pestaña “Conectar”, se activa la opción “Selección” y se presiona el botón “Editar”. Con lo que se inicia la modificación de la selección a mostrar en el reporte.

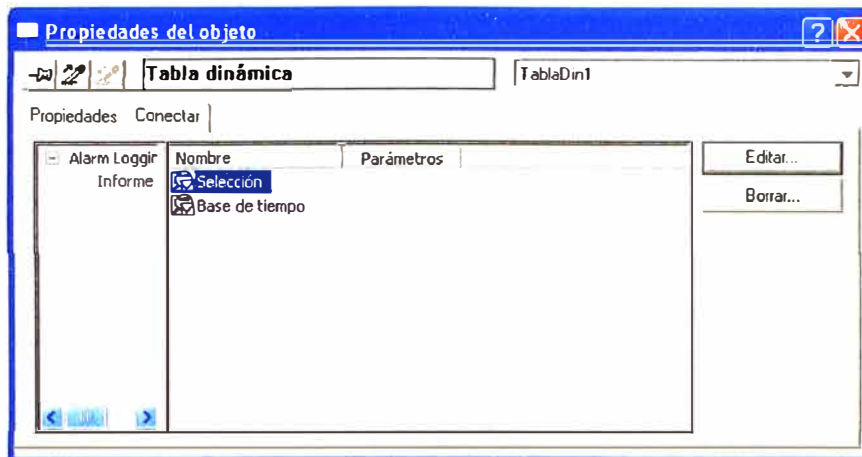


Fig. 3.5 Aplicación de Filtros en Reportes

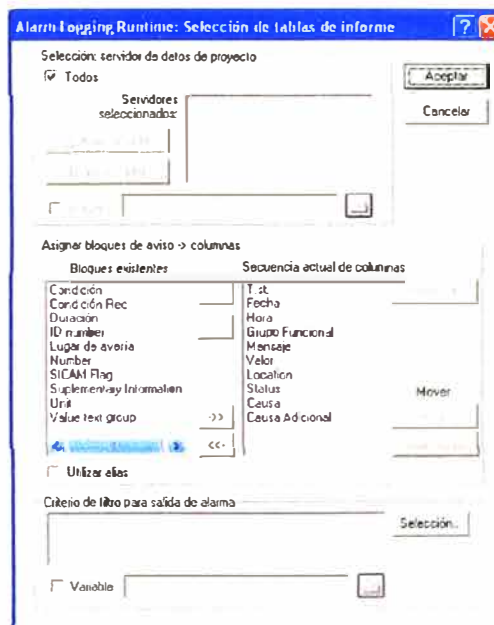


Fig. 3.6 Selección de Parámetros a reportar

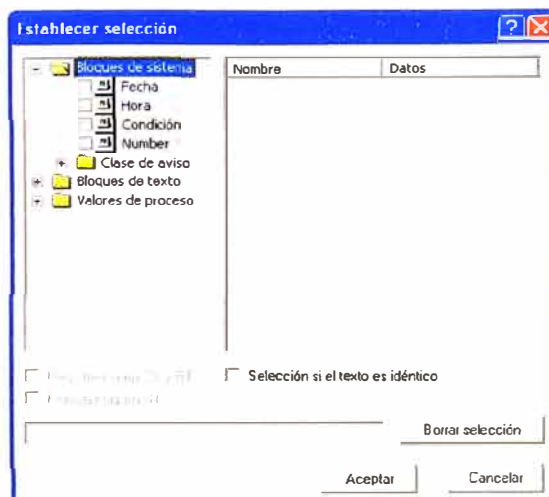


Fig. 3.7 Ventana de Filtro

Ver Fig. 3.8, para aplicar el filtro deseado se presiona el botón Selección en la parte inferior del cuadro de diálogo. Ver Fig. 3.9, ahora se aplica el filtro que se desea.

Después de esto se puede guardar el reporte, para posteriormente imprimirlo.

- Editar reporte del Usuario “Alarmas”

El reporte del usuario Alarmas es una lista de alarmas tomada del archivo histórico. Al iniciar la edición se muestra como se ve en la siguiente figura:

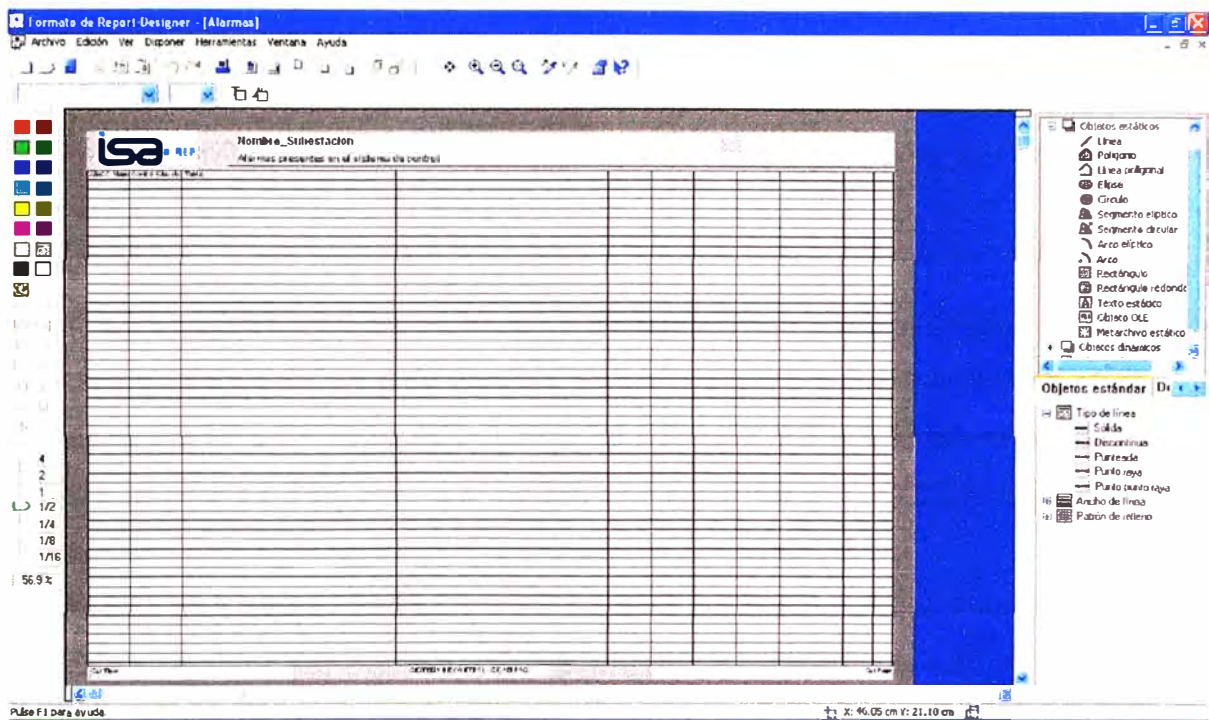


Fig. 3.8 Pantalla de Reporte de Alarmas

La edición del mismo se realiza de la misma forma en la que se hizo el del reporte de Eventos.

f) Supervisión y Control Remoto de la Subestación

Para la conexión física del sistema de Nivel 3 (Centro de Control REP) con el Nivel 2, se dispone de un enlace de dato mediante una interfaz RS232 de los equipos de comunicaciones. A estas interfaces se conectan dos Switch RS400 mediante enlaces seriales RS232. Estos equipos poseen puertos seriales RS232 y puertos ópticos (10BaseT Full Duplex) para la conexión en protocolo UDP/IP a la red LAN Ethernet de la subestación. Este enlace se hará mediante fibra óptica desde los Switch RS400 hasta dos Switch Ethernet RSG2100. Los Switch RS400 son las interfaces seriales físicas del puerto serial virtual creado en la SICAM SU. El protocolo usado para esta conexión con el Centro de Control REP es el IEC60870-5-101.

Estos Switch RS400 estarán asociados a los dos SICAM SU, es decir los Switch RS400 serán la interfaz física del puerto serial virtual de las dos SICAM SU. El estado de cada

Switch RSG2100 será supervisado mediante la conexión del contacto de vida que poseen a un Controlador de Campo (6MD66). La falla del Switch RS400 es un criterio en la lógica de selección de asignación de funciones de control a alguna de las SICAM SU, al fallar alguno de los Switch RS400, se indisponen el puerto serial de éste y por lo tanto, también se indisponen la SICAM SU que supervise este puerto como propio, perdiendo la capacidad de ser maestro para la transmisión de datos hacia el Centro de Control.

Para este Proyecto se ha considerado el uso de dos canales seriales independientes que lleven la información hasta el Centro de Control de REP en San Isidro y Socabaya. Asimismo, cada medio serial tiene su respaldo, de modo que se aumenta la fiabilidad del envío de datos hacia ambos Centros de Control.

g) Supervisión de la Red LAN

Los IED's mediante sus funciones de auto-diagnóstico y auto-chequeo, suministrarán información acerca del estado de los puertos de comunicación con la red LAN, adicionalmente el contacto de vida de cada uno de estos equipos es cableado a una unidad de campo adyacente. Con esta información el sistema SICAM PAS CC anima un gráfico de estado de los equipos de la red y de los enlaces de comunicación.

h) Manejo de la Redundancia

Las SICAM SU reciben información del proceso de los diferentes IED's del sistema a través del protocolo IEC-61850 y a los centro de control superior a través del protocolo IEC-870-5-101. En términos de los IED's comunicados vía IEC-61850 la redundancia de las SICAM SU es HOT-HOT. Esto quiere decir que la información de todos estos IED's en condiciones normales se encuentra actualizada en las dos SICAM SU. Esto es posible ya que bajo el esquema cliente-servidor de las comunicaciones un IED (servidor) puede entregar su información a varios clientes (SICAM SU).

En cuanto a la conexión con el centro de control vía IEC-870-5-101, la redundancia de las SICAM SU es HOT-STAND BY, ya que esta interfaz solo soporta un equipo maestro a la vez. En estos casos se requiere que solo una de las SICAM SU se comuniquen con los centros de control. A la SICAM SU encargada de desarrollar esta tarea la llamaremos SICAM SU principal, mientras que la otra se denominará SICAM SU de respaldo. Esta SICAM SU de respaldo mantendrá su servicio de IEC-870-5-101 apagado hasta que esta no sea designada como SICAM SU principal. Igualmente, la SICAM SU principal mantendrá este servicio activo mientras siga operando como principal, y lo mantendrá en stand by al ser designada como respaldo.

Por defecto se definirá una SICAM SU principal. Esta SICAM SU funcionará de esta forma siempre que esté disponible para serlo.

En caso de falla de esta SICAM SU, esta pasará a ser SICAM SU de respaldo, y la que era de respaldo pasará a ser principal siempre y cuando esta también esté disponible para serlo. Al recuperarse la SICAM SU definida por defecto como SICAM SU principal, esta volvería a ser principal.

La definición de cual SICAM SU será la principal por defecto será realizada por el usuario ya sea desde los centros de control o desde cualquiera de los computadores de operación.

Para que una SICAM SU sepa que está indisponible para ser principal, esta verifica el estado de sus comunicaciones con la red de IED's y el estado de los Switch RS400 asociados.

Si no puede establecer comunicación con ningún IED en la red o si los Switch RS400 no están disponibles, la SICAM SU se definirá como indisponible para ser la SICAM SU principal.

Adicionalmente, cada SICAM SU verifica a través de la red IEC-61850 el estado de la otra SICAM SU. De esta forma la SICAM SU de respaldo puede saber si la otra SICAM SU está o no disponible.

A continuación se muestra la lógica a ser ejecutada por cada SICAM SU para la selección de la SICAM SU principal:

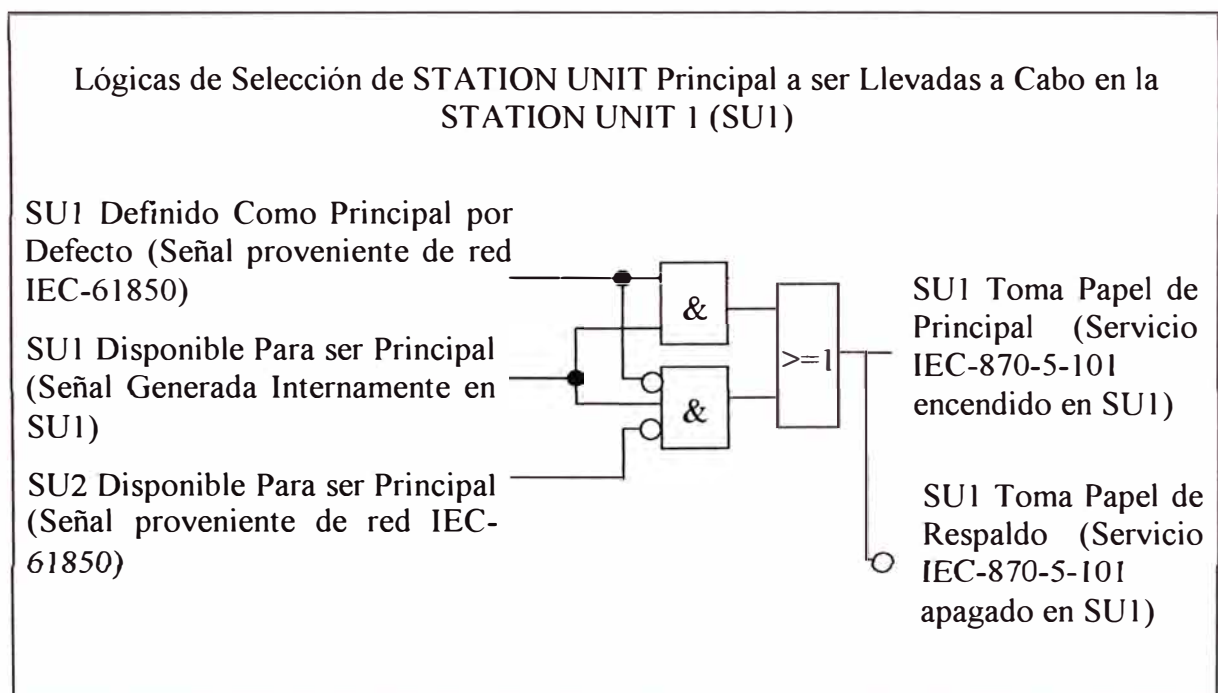


Fig. 3.9 Diagrama lógico para la selección de SU1 como principal o respaldo para el protocolo IEC-870-5-101.

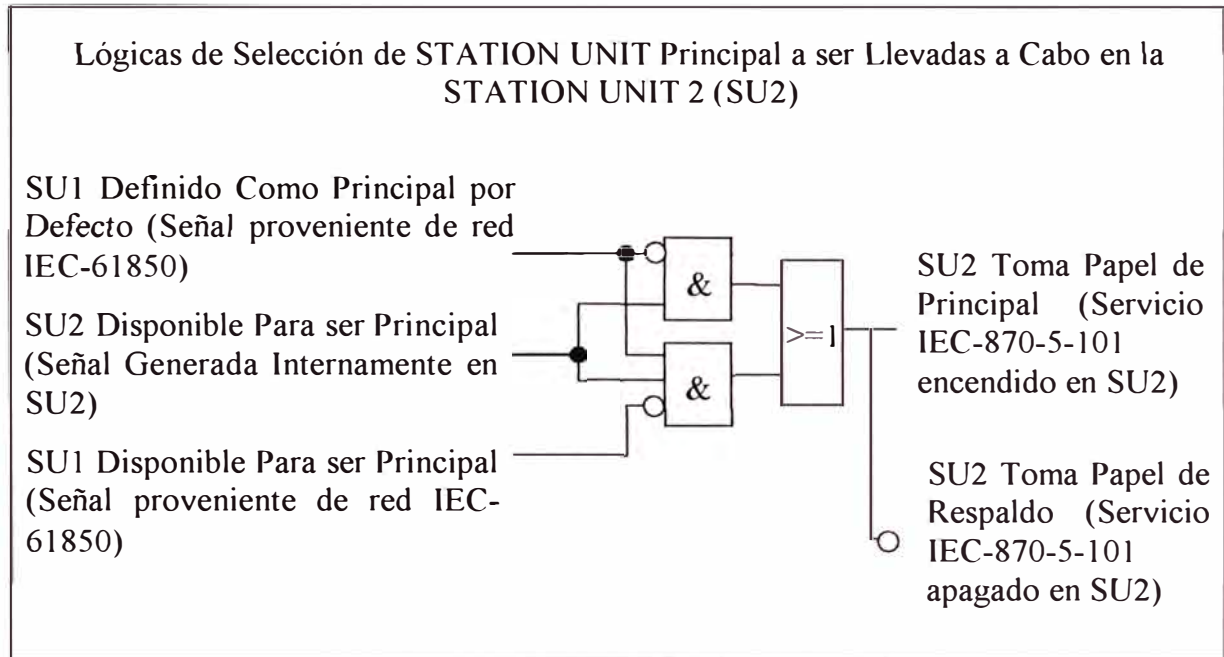


Fig. 3.10 Diagrama lógico para la selección de SU2 como principal o respaldo para el protocolo IEC-870-5-101.

La SICAM PAS CC únicamente podrá interrogar a una SICAM SU a la vez. En general, cuentan con un modo de selección automático, mediante el cual siempre tratan de establecer comunicación con la SICAM SU que tenga el papel de principal. Sin embargo, este modo automático podrá ser deshabilitado localmente en cada computador de operación de forma que se pueda forzar la comunicación de la IHM con el controlador de respaldo en forma manual.

Como ya se explicó arriba, la estación de trabajo toma la información de una sola SICAM SU, en particular de la SICAM SU que esté como principal, de esta forma se garantiza que la estación está creando bases de datos históricas.

i) Seguridad del Sistema

Con el fin de restringir el acceso no autorizado al sistema de control, visualización y de base de datos el sistema WINCC cuenta con una herramienta de creación de usuario con acceso controlado mediante clave. A cada usuario se le puede asignar un perfil determinado con distintos grados de accesibilidad en las funciones de la estación de operación IU de Nivel 2. Se tienen tres niveles generales predefinidos:

Nivel de seguridad 0: Solo visualización de información y navegación por los despliegues. Con este nivel de seguridad no se pueden ejecutar comandos, ni hacer cambios o modificaciones al sistema.

Este es el nivel de seguridad por defecto del sistema, al arrancar o cuando no haya ningún usuario con una sesión iniciada.

Nivel de seguridad 1: Este nivel de seguridad permite hacer, visualización de información, navegación, ejecución de comandos, cambio de modos de operación, reconocimiento de alarmas, activación de secuencias automáticas y selección de programas de aplicación. En este nivel no es posible hacer cambios o modificaciones al sistema. Este es el nivel de seguridad adjudicado a los usuarios con perfil de operador. El ingreso con este perfil requiere de contraseña.

Nivel de seguridad 2: Además de permitir todas las funciones de operación del nivel 1, tiene acceso a hacer cambios y modificaciones sobre el sistema. Este es el nivel de seguridad adjudicado a los usuarios con perfil de administrador. El ingreso con este perfil requiere de contraseña.

j) Interfaz de Usuario Nivel 2

Generalidades

La interfaz de nivel 2 del sistema de control SICAM PAS del proyecto AMPLIACION 5 S.E. Piura Oeste, se ejecuta sobre un PC SIEMENS CELSIUS M440 con las siguientes características:

- PC SIEMENS CELSIUS M440
- Intel Pentium 4 – 3.6 GHz
- 1 GB de RAM
- 160 GB de doble disco duro, SATA
- Monitor LCD 20"
- FDD 1.44 MB
- CD-RW/DVD
- NVIDIA QUADRO NVS 285 64MB
- LAN 10/100/1000 MB

En el proyecto se encuentra instalado Windows XP Professional SP2 en español. Entre las diferentes características ofrecidas por esta interfaz están las siguientes:

- Permite la supervisión de los estados de los diferentes equipos de patio de la subestación mediante la representación gráfica de los mismos.
- Permite el control de los equipos de patio mediante el uso del puntero o ratón del computador.
- Realimenta al operador con información sobre los resultados de las acciones realizadas (comandos exitosos o no exitosos, causa de la no realización de uno de ellos, origen de la acción, etc.)

- Permite el registro continuo de los eventos de la subestación. El almacenamiento de eventos en la IHM tiene las siguientes características:
 - ✓ Los eventos son guardados en varios segmentos de base de datos, cada uno de los cuales almacena eventos hasta que el tamaño programado para cada segmento ha sido excedido, o hasta que el periodo de tiempo máximo asignado haya sido excedido.
 - ✓ Una vez excedido cualquiera de los límites de un segmento (tamaño o periodo) se crea un nuevo segmento. En este se almacenarán los eventos subsiguientes.
 - ✓ Cuando la totalidad de segmentos almacenados supere determinado tamaño o determinado intervalo de tiempo, el segmento más antiguo es eliminado.
 - ✓ Los eventos son almacenados con estampa de tiempo, teniendo esta una precisión de 1 ms.
 - ✓ La capacidad de almacenamiento está limitada por el espacio libre en el disco duro.
- Permite la creación de funciones personalizadas mediante el lenguaje de programación C o Visual Basic, con lo cual se pueden realizar funciones para múltiples tareas, tales como la navegación entre los diferentes despliegues, la derivación de energías a partir de valores análogos, etc.
- Permite la creación de archivos de valores análogos, los cuales pueden ser observados en forma tabular o como curvas de tendencia. Para el proyecto se generarán tres tipos de archivos de curvas de tendencia:
 - ✓ Tendencias de Corto Plazo, en el que se archivarán algunas medidas selectas (las medidas más representativas de la subestación) en intervalos de 5 segundos y cubriendo un periodo de 1 día (17280 registros – 540kB). Las medidas propuestas para almacenar en este archivo serán:
 - Tensión entre fases B y C de cada Campo.
 - Frecuencia de cada Campo.
 - Potencia Activa de cada Campo.
 - Potencia Reactiva de cada Campo.
- Tendencias de Largo Plazo, en el que se archivarán todas las medidas adquiridas en la subestación. Estas serán adquiridas en intervalos de 15 minutos y cubriendo un intervalo de 100 días (28800 registros – 90kB).
- Contadores, en el que se archivarán las energías adquiridas en el sistema en intervalos de 15 minutos, cubriendo un periodo de 1 año (35040 registros – 1095kB).

CAPITULO IV

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.

4.1 Inversión requerida

La modernización y/o ampliación de la Subestación Piura Oeste el cual se ha presentado como ejemplo en el presente informe es parte del proyecto Ampliación 5, el cual a grandes rasgos tiene como alcance lo siguiente:

Alcance: Proyecto de ampliación de la capacidad de transformación de las Subestaciones: Quencoro, Azángaro, Trujillo Norte, Piura Oeste y Tingo María; adecuación para la conexión del Proyecto Tocache-Bellavista y ampliación de la barra de 60 KV de la Subestación Independencia.

Valor de inversión: US\$ 26.7 Millones



Fig. 4.1 Proyecto Ampliación 5

4.2 Evaluación económica

Como se ha mencionado en la justificación de la adopción de los SAS o de los sistemas de control convencional en las subestaciones de alta y extra alta tensión, se tienen en consideración tanto los beneficios estratégicos (no tangibles y de difícil valoración en dinero), como los beneficios tangibles que implican la selección de cada uno de estos sistemas.

Considerado las posibilidades de integración y manejo unificado de la información de los distintos subsistemas en una subestación, los beneficios estratégicos resultan en mejorar la percepción de los usuarios, externos e internos, en lo que respecta a la calidad y confiabilidad del servicio y a la accesibilidad de la información a todo nivel, así como la posibilidad de poder ofrecer servicios de valor agregado, haciendo uso de la mayor cantidad y variedad de la información adquirida y procesada por los SAS; entre ellos la flexibilidad en la facturación de la empresa.

Los beneficios tangibles son producto de incrementar la capacidad de la organización para trabajar mejor, más rápidamente y en forma más económica. Estos beneficios implican reducción en los costos de operación y mantenimiento, debido a la poca utilización de la mano de obra, y el mejoramiento de la funcionalidad operativa en comparación con el uso de sistemas de control convencional, teniendo a la vez una reducción en el tiempo de salida del servicio para los usuarios.

En el Anexo N°01 se puede observar el costo de la implementación del Sistema Automatizado de Control y Protección correspondiente a la Modernización de la SE Piura Oeste, así mismo se hace un comparativo con su equivalente en Sistema Convencional.

Se puede observar que no hay mucha variación en costos, por lo cual se puede concluir que las diferencias están principalmente asociadas a un cambio de tecnología. Este cambio está asociado a numerosas ventajas.

Las ventajas de implementar un Sistema Automatizado principalmente están en lo siguiente:

- Posibilidades de integración y manejo unificado de la información de los distintos subsistemas en una subestación.
- Beneficios estratégicos resultan en mejorar la percepción de los usuarios, externos e internos, en lo que respecta a la calidad y confiabilidad del servicio y a la accesibilidad de la información a todo nivel, haciendo uso de la mayor cantidad y variedad de la información adquirida y procesada por los SAS.

- Los beneficios tangibles son producto de incrementar la capacidad de la organización para trabajar mejor, más rápidamente y en forma más económica. Estos beneficios implican reducción en los costos de operación y mantenimiento, debido a la poca utilización de la mano de obra, y el mejoramiento de la funcionalidad operativa en comparación con el uso de sistemas de control convencional.
- Implementar un sistema de automatización logrando buena integración entre equipos permite eliminar una gran cantidad de dispositivos independientes.
- Ahorro de espacio físico en la subestación.
- Menor costo en adecuaciones civiles, ya que se deja de utilizar gran cantidad de cable.
- Menor costo de mano de obra para su instalación.
- Menores puntos de falla por la menor cantidad de instalaciones y conexiones.

La justificación técnico económica de la aplicación de los SAS en las subestaciones dependen de si estas son nuevas o corresponden a modernizaciones de subestaciones existentes.

Tabla 4.1. Beneficios Típicos Asociados a la Implementación de sistemas de control numérico en SE's de A.T. (tomado de GE-HARRIS Energy Control Systems)

	Reducción en %
Perdidas en Volt & Var	4
Mantenimiento de equipos de la subestación	8
Número de salidas de alimentadores en la subestación	10
Tiempos sin servicio para los Consumidores	10
Costos de nuevas Construcciones	25
Costos de equipos	30
Aplazamiento de gastos importantes de capital	50

Las subestaciones nuevas proveen los mayores beneficios potenciales dada la posibilidad de ahorro en los costos de construcción, espacio, cableado y montaje. También es posible el mejoramiento de las funciones de protección, control y supervisión por un mínimo costo.

Entre los componentes claves de una red de control numérico se debe tener especial cuidado en determinar las características deseadas para:

- Los relés de protección e IED's en general.

- La red LAN de comunicación de la subestación.
- Interfaces hombre-máquina

De manera de satisfacer los requerimientos propios del sistema eléctrico a la vez de buscar la mejor relación precio-valor para el sistema de control numérico implementado.

En la TABLA 3, se pueden observar los datos obtenidos por empresas especializadas en el ramo, que demuestran cuantitativamente el grado de reducción en costos que se puede obtener en los nuevos sistemas eléctricos de potencia con sistemas de control numérico ya instalados.

4.3 Beneficios asociados a la implementación de sistemas de control numérico

Al igual que sus homólogos, los sistemas primarios, los sistemas secundarios han cambiado mucho con los años. Así, los días del funcionamiento manual dieron paso a una forma más avanzada de gestión de la información.

El sistema secundario de una subestación moderna se utiliza para lo siguiente:

- Protección y supervisión del sistema primario.
- Acceso local y remoto a los aparatos del sistema de alimentación.
- Funciones locales manuales y automáticas.
- Enlaces e interfaz de comunicaciones del sistema secundario.
- Enlaces e interfaz de comunicaciones con los sistemas de gestión de la red.

Todas estas funciones las realiza un sistema de automatización de subestación (SAS) que contiene dispositivos programables del secundario, conocidos como dispositivos electrónicos inteligentes (IED) para tareas de control, supervisión, protección y automatización.

Las características habituales de un IED son las siguientes:

- Puede usarse para una o más bahías de aparamenta.
- Incluye funciones de protección independientes para cada alimentador.
- Realiza cálculos a gran velocidad y en tiempo real que activarán, en su caso, una señal de activación.
- Se supone que un IED es un dispositivo que combina control y protección, aunque puede tener funciones independientes de sólo control o sólo protección.
- Puede comunicarse con todos los demás IED.

Para aumentar la fiabilidad y disponibilidad de un sistema de automatización de subestación (SAS), la parte correspondiente a la protección puede duplicarse a fin de ofrecer un sistema redundante. Para una total redundancia, todos los IED y sistemas de

apoyo (como el de alimentación) deben estar duplicados para garantizar que los dos sistemas puedan trabajar independientemente uno de otro.

Prefabricación

En las subestaciones modernas, la prefabricación y las pruebas previas del equipo de automatización se están convirtiendo rápidamente en la norma. El sistema se entrega dividido en secciones que contienen todas las funciones necesarias para una parte del sistema primario, y después basta conectar entre sí estas secciones con fibra óptica. La prefabricación tiene numerosas ventajas, entre otras:

- Los costes totales pueden mantenerse bajos gracias a la optimización de la fabricación y las pruebas.
- La calidad es mayor, ya que el módulo ha sido comprobado en su totalidad en fábrica y se envía con todo el cableado intacto.
- Puesto que la mayor parte del montaje y las pruebas se realizan antes del envío, el tiempo en la obra se reduce considerablemente.
- La prefabricación es adecuada tanto para los proyectos de nueva planta como para los de remodelación.
- La remodelación futura se simplifica y puede realizarse con menos tiempo de parada reemplazando todo el edificio prefabricado.

Comunicación

En un SAS, es esencial que la comunicación entre IED sea eficaz y rápida. En las subestaciones se ha usado durante muchos años una comunicación numérica, pero la falta de protocolos normalizados limitaba la eficacia de los SAS y restringía la mezcla de los IED con los de otras empresas. Para superar este problema, la IEC a dado el desarrollo de una norma para la comunicación en subestaciones, conocida como IEC 61850.

Las subestaciones modernas suelen controlarse a distancia, y la comunicación entre la subestación y el centro de control remoto se realiza mediante una red de área extensa (WAN). En la actualidad, los nuevos tendidos aéreos o las conexiones de cables de potencia se equipan con fibra óptica para mantener el sistema de comunicaciones de protección y la WAN.

Una mirada al futuro

En los últimos cien años la humanidad ha sido testigo del avance de la economía desde la era industrial a la era de la información. Muchas ideas fascinantes, en particular la World Wide Web, han cambiado la forma de vivir y de trabajar de muchas personas y empresas.

En el futuro, los equipos de regulación de la electricidad de las subestaciones estarán aún más integrados y serán más compactos, mientras que las funciones de medición y todas las funciones del secundario se basarán en fibra óptica. En otras palabras: unas cuantas conexiones de fibra óptica sustituirán a toneladas de porcelana, cobre y hierro. Esto acelerará aún más el proceso de entrega, reducirá las dimensiones de las subestaciones y las hará más respetuosas con el medio ambiente.

CONCLUSIONES

1. La tendencia en el ámbito mundial hacia la desregulación y privatización de los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización del servicio eléctrico, se encuentra centrada en la creación de mercados competitivos. Esto hace que el rendimiento a corto plazo de las inversiones realizadas y la reducción de los costos asociados a todos los proyectos del sector eléctrico sea de vital importancia. Como consecuencia de esto, los sistemas de control de las subestaciones, al ser parte muy importante de toda la subestación, deben ser también objeto de consideración al momento de buscar llevar a cabo los objetivos antes mencionados.
2. Con el uso de controladores de bahía se influye también significativamente en la reducción de costos de equipos de comunicación en la subestación, ya que permite eliminar múltiples líneas de comunicación (cableado) entre los IED's de las bahías y la red LAN de la subestación, gracias a la integración en el controlador de una sola base de datos por bahía, permitiendo su acceso desde la red LAN de la subestación.
3. La facilidad de tener centralizada en las estaciones de operación la posibilidad de realizar la configuración de los diferentes IED's de la subestación y la capacidad de diagnosticar el estado de los mismos puede ser un factor importante en la reducción futura de los costos de mantenimiento del sistema.

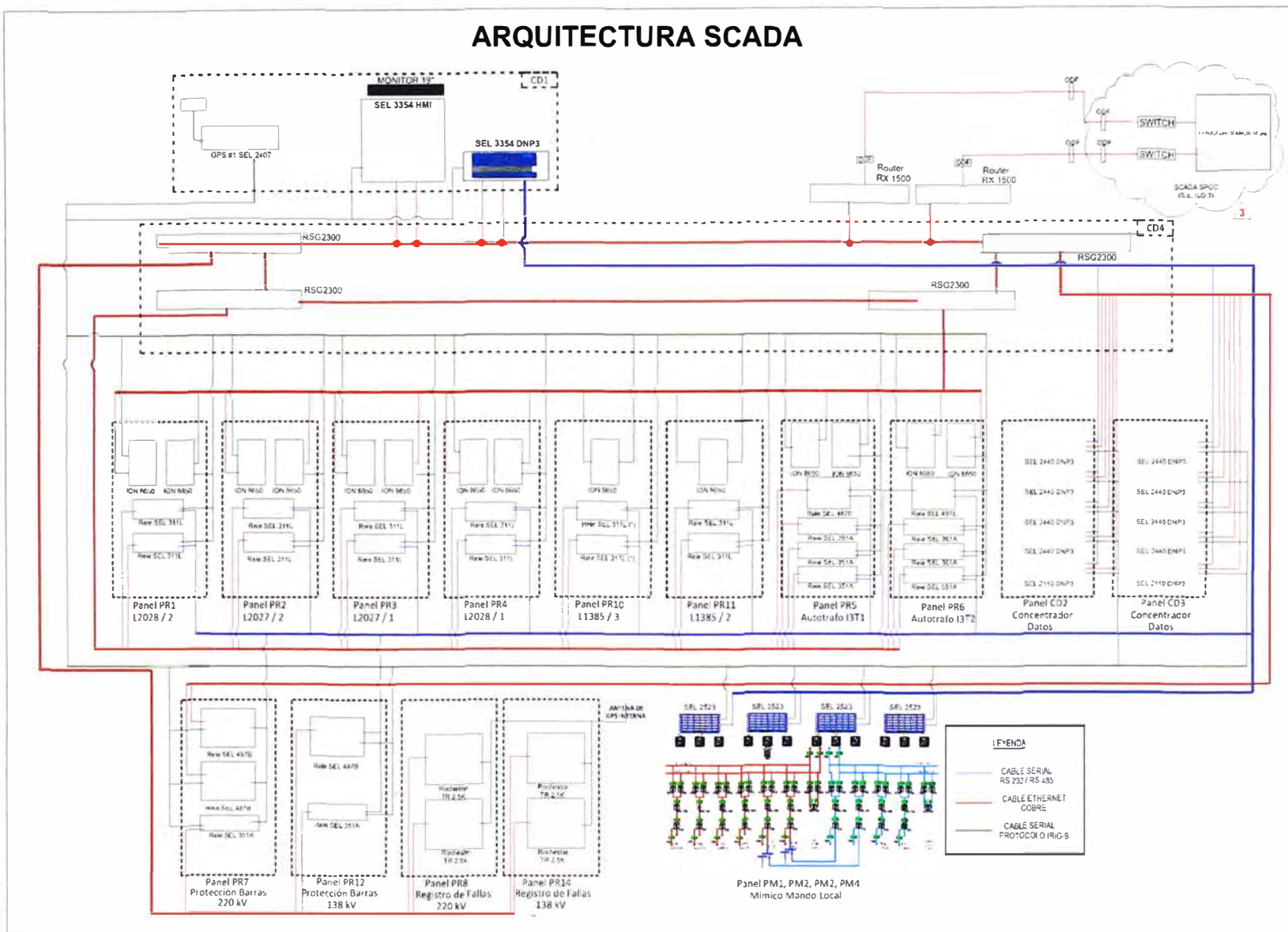
ANEXOS

Anexo A: Subestación Automatizada vs. Convencional – Costos Sistema de Control

No.	DESCRIPCIÓN DEL ACTIVO	SUBESTACION AUTOMATIZADA		SUBESTACION CONVENCIONAL	
		CANTIDAD	Costo en US\$	CANTIDAD	Costo en US\$
1	TABLERO CONTROLADOR DE SUBESTACIÓN	1	1,800.00	1	1,800.00
1.01	SICAM PAS STATION UNIT	1	59,706.60	-	-
1.02	SICAM PAS STATION UNIT	1	61,206.20	-	-
1.03	SWITCH ETHERNET	1	12,200.00	1	12,200.00
1.04	SWITCH ETHERNET	1	12,200.00	1	12,200.00
1.05	EQUIPO DE SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO	1	11,100.00	1	11,100.00
2	TABLERO DE CONTROL DE REACTOR R-7	1	1,800.00	1	1,800.00
2.01	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	31,988.40	-	-
2.02	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	15,457.32	1	15,457.32
3	TABLERO DE CONTROL DE TRANSFORMADOR T32 220/60 KV	1	1,800.00	-	1,800.00
3.01	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	26,989.40	-	-
3.02	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	26,989.40	-	-
4	TABLERO DE CONTROL DE TRANSFORMADOR T15 220/60 KV	1	1,800.00	-	1,800.00
4.01	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	26,989.40	-	-
4.02	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	26,989.40	-	-
5	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCION DE LÍNEA LAGUNA LA NIÑA - CHICLAYO L-2239, 220 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
5.01	PROTECCION DISTANCIA	1	22,500.00	1	22,500.00
5.02	PROTECCION DISTANCIA	1	22,500.00	1	22,500.00
5.03	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	26,989.40	-	-
6	TABLERO DE CONTROL DE TRANSFORMADOR T83-261, 220/60 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
6.01	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	26,989.40	-	-
6.02	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	26,989.40	-	-
6.03	CONTADOR DE ENERGIA BIDIRECCIONAL	1	14,615.00	1	14,615.00
7	TABLERO DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR T83-261, 220 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
7.01	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	31,155.90	1	31,155.90
7.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	11,931.25	-	-
7.03	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR	1	39,037.40	1	39,037.40
7.04	REGISTRADOR DE FALLAS, SIMEAS R	1	35,274.10	1	35,274.10
8	TABLERO DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR T83-261, 60 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
8.01	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	31,155.90	1	31,155.90
8.02	CONTADOR DE ENERGIA BIDIRECCIONAL	1	14,615.00	1	14,615.00
9	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN ACOPLÉ 220 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
9.01	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	25,274.00	1	25,274.00
9.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	11,931.25	-	-
9.03	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	26,989.40	-	-
10	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCION DE LÍNEA TALARA L-2248, 220 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
10.01	PROTECCION DISTANCIA	1	22,500.00	1	22,500.00
10.02	PROTECCION DISTANCIA	1	22,500.00	1	22,500.00
10.03	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	26,989.40	-	26,989.40
11	TABLERO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS, 220 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
11.01	RELE DIFERENCIAL DE BARRAS CON PROTECCION DE FALLA	1	16,466.70	1	16,466.70
11.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	11,931.25	-	-
11.03	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	11,931.25	-	-
11.04	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	11,931.25	-	-
11.05	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	11,931.25	-	-
11.06	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	11,931.25	-	-
11.07	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	11,931.25	-	-
11.08	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	11,931.25	-	-
12	TABLERO DE CONTADORES DE ENERGIA 220 KV, CASETA 1	1	1,800.00	1	1,800.00
12.01	CONTADOR DE ENERGIA	1	5,159.93	1	5,159.93
12.02	CONTADOR DE ENERGIA	1	5,159.93	1	5,159.93
13	TABLERO DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR T32-261, 220/60/10 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
13.01	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR	1	24,655.02	1	24,655.02
13.02	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR	1	24,655.02	1	24,655.02
14	TABLERO DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR T15-261, 220/60/10 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
14.01	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR	1	24,655.02	1	24,655.02
14.02	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR	1	24,655.02	1	24,655.02
15	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCION DE LÍNEA RESERVA 1, 60 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
15.01	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	18,200.00	1	18,200.00
15.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	12,095.50	-	-
15.03	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	20,819.20	-	-
15.04	PROTECCION DISTANCIA	1	22,500.00	1	22,500.00
16	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LÍNEA RESERVA 2, 60 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
16.01	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	18,200.00	1	18,200.00
16.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	12,095.50	-	-
16.03	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	20,819.20	-	-
16.04	PROTECCION DISTANCIA	1	22,500.00	1	22,500.00
16.05	CONTADOR DE ENERGIA BIDIRECCIONAL	1	14,615.00	1	14,615.00
17	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LÍNEA L-6650, 60 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
17.01	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	18,200.00	1	18,200.00
17.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	12,095.50	-	-
17.03	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	20,819.20	-	-
17.04	PROTECCION DISTANCIA	1	22,500.00	1	22,500.00
18	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LÍNEA TEXTIL PIURA L-6651, 60 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
18.01	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	18,200.00	1	18,200.00
18.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	12,095.50	-	-
18.03	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	20,819.20	-	-
18.04	PROTECCION DISTANCIA	1	22,500.00	1	22,500.00
18.05	CONTADOR DE ENERGIA BIDIRECCIONAL	1	14,615.00	1	14,615.00
19	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LÍNEA CHULUCANAS L-6657, 60 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
19.01	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	18,200.00	1	18,200.00
19.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	12,095.50	-	-
19.03	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	20,819.20	-	-
19.04	PROTECCION DISTANCIA	1	22,500.00	1	22,500.00
19.05	CONTADOR DE ENERGIA BIDIRECCIONAL	1	14,615.00	1	14,615.00

20	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LÍNEA SULLANA L-6698, 60 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
20.01	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	18,200.00	1	18,200.00
20.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	12,095.50	-	-
20.03	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	20,819.20	-	-
20.04	PROTECCION DISTANCIA	1	22,500.00	1	22,500.00
20.05	CONTADOR DE ENERGIA BIDIRECCIONAL	1	14,615.00	1	14,615.00
21	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LÍNEA L-6654, 60KV	1	1,800.00	1	1,800.00
21.01	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	18,200.00	1	18,200.00
21.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	12,095.50	-	-
21.03	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	20,819.20	-	-
21.04	PROTECCION DISTANCIA	1	22,500.00	1	22,500.00
21.05	CONTADOR DE ENERGIA BIDIRECCIONAL	1	14,615.00	1	14,615.00
22	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LÍNEA L-6658, 60 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
22.01	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	18,200.00	1	18,200.00
22.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	12,095.50	-	-
22.03	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	20,819.20	-	-
22.04	PROTECCION DISTANCIA	1	22,500.00	1	22,500.00
22.05	CONTADOR DE ENERGIA BIDIRECCIONAL	1	14,615.00	1	14,615.00
23	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN ACOPLE 60 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
23.01	RELE DE SOBRECORRIENTE	1	25,821.00	1	25,821.00
23.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	12,095.50	-	-
23.03	CONTROLADOR DE BAHÍA	1	20,819.20	-	-
24	TABLERO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS, 60 KV	1	1,800.00	1	1,800.00
24.01	RELE DIFERENCIAL DE BARRAS CON PROTECCION DE FALLA	1	18,466.70	1	18,466.70
24.02	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	12,095.50	-	-
24.03	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	12,095.50	-	-
24.04	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS	1	12,095.50	-	-
25	TABLERO DE CONTADORES DE ENERGIA 60 KV, CASETA 2	1	1,800.00	1	1,800.00
25.01	CONTADOR DE ENERGIA	1	14,615.00	1	14,615.00
25.02	CONTADOR DE ENERGIA	1	14,615.00	1	14,615.00
26	TABLERO SS.AA 380-220 VAC / 220VCC, CASETA 220 KV	1	1,800.00	-	-
26.01	CONTROLADOR DE BAHIA DIGITAL PARA SSAA	1	39,223.40	-	-
27	TABLERO SS.AA 380-220 VAC / 220VCC, CASETA 60 KV	1	1,800.00	-	-
27.01	CONTROLADOR DE BAHIA DIGITAL PARA SSAA	1	39,223.40	-	-
28	TABLERO SS.AA 380-220 VAC	1	1,800.00	1	1,800.00
28.01	MEDIDOR MULTIFUNCION	1	18,483.00	1	18,483.00
29	TABLERO DE REGULACION DE TRANSFORMADOR	1	1,800.00	1	1,800.00
29.01	SWITCH RS400	1	7,200.00	1	7,200.00
29.02	SWITCHRS900	1	7,200.00	1	7,200.00
30	TABLERO DE CONTROL DE TRANSFORMADOR	1	1,800.00	1	1,800.00
30.01	SWITCH RS910	1	6,921.40	1	6,921.40
31	INVERSOR	1	11,000.00	1	11,000.00
32	Tablero Mímico	-	-	8	14,400.00
33	RTU	-	-	2	31,000.00
34	DI/DO	-	-	10	21,000.00
35	Cable adicional en la instalación no convencional, en metros	-	-	96000	787,200.00
Costo Total			\$1,959,656.01		\$1,922,492.76

ARQUITECTURA SCADA



Anexo C: Arquitectura de un Sistema de Control Convencional

Anexo D: Datos Técnicos Equipos de Control

CONTROLADORES DE BAHIA

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	OFRECIDO
1.	Fabricante			SIEMENS
2.	País			ALEMANIA
3.	Referencia			6MD6
4.	Norma			IEC 60255
5.	Tensión auxiliar			
	a) Tensión asignada	Vcc		110
	b) Margen de tensión para operación	%	80-110	80 – 120
	c) Consumo	W		17.5
6.	Memoria RAM	MB		
7.	Memoria ROM	kB		
8.	Tiempo de ciclo	ms/kinstrucciones		
9.	Puerto serial para conexión con un PC portátil o Terminal de prueba y programación		Si	SI
10.	Sincronización de la hora			RED LAN
11.	Tiempo promedio a la falla (MTTF)	h		10 AÑOS

SICAM PAS STATION UNIT

CONTROLADOR DE SUBESTACION

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	OFRECIDO
1.	Fabricante			SIEMENS
2.	País			ALEMANIA
3.	Referencia			SICAM PAS
4.	Disponibilidad total del sistema (Nota 1)	%	$\geq 99,90$	99,90
5.	Disponibilidad del sistema a Nivel 1 (Nota 1)	%	$\geq 99,99$	99,99
6.	Registro cronológico de eventos			
	a) Precisión	ms	$\leq +/- 1$	$+/- 1$
	b) Resolución	ms	≤ 1	≤ 1
7.	Tiempos de respuesta del sistema			
	a) Ejecución de comandos de control			
	• Desde Nivel 1	ms	≤ 500	≤ 500
	• Desde Nivel 2	s	≤ 1	≤ 1
	• Desde Nivel 3	s	≤ 5	≤ 5
	b) Presentación de despliegues	s	$\leq 1,5$	$\leq 1,5$
	c) Presentación de Alarmas y eventos	s	$\leq 1,5$	$\leq 1,5$
	d) Terminación de una solicitud	s	≤ 1	≤ 1
	e) Tiempo de respuesta de otros despliegues	s	≤ 1	≤ 1
	f) Ingreso de usuario en la estación de operación	s	≤ 5	≤ 5
	g) Actualización de datos			
	• En el Nivel 1	ms	≤ 500	≤ 500
	• En el Nivel 2	s	≤ 1	≤ 1
	• En el interfaz hacia el Nivel 3	s	≤ 5	≤ 5
8.	Precisión de la medida			
	a) Tensión	%	$\leq 0,5$	$\leq 0,5$
	b) Corriente	%	$\leq 0,5$	$\leq 0,5$
	c) Potencia activa	%	$\leq 0,5$	$\leq 0,5$
	d) Potencia reactiva	%	$\leq 0,5$	$\leq 0,5$
9.	Vida útil del sistema	Años	≥ 10	≥ 10
10.	Cumplimiento con el sistema de calidad		ISO 9001	ISO 9001

COMUNICACIONES

SWITCH DE LA RED LAN

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	OFRECIDO
1.	Fabricante			RUGGEDCOM
a)	País			CANADA
b)	Referencia			RSG2100
c)	Norma			IEC
2.	Protocolo de transporte		TCP/IP	TCP/IP
3.	Cantidad de puertos			
a)	RJ45			6
b)	De fibra óptica			2
4.	Velocidad	Mbit/s		100
5.	Gestión remota via SNMP (Si/No)		Si	SI
6.	Permite topología en anillo (Protocolo RSTP) (Si/No)			SI
7.	Tensión auxiliar			
a)	Tensión asignada	V	220	220
b)	Frecuencia asignada	Hz	60	60
c)	Carga	VA		
8.	Tiempo promedio a la falla (MTTF)	h		50 AÑOS

UNIDAD DE REFERENCIA DE TIEMPO
RELOJ GPS

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	OFRECIDO
1.	Fabricante			MEINBERG
2.	País			ALEMANIA
3.	Referencia			GPS M300
5.	Tensión auxiliar			
	a) Tensión asignada	V		48 – 220
	a) Frecuencia asignada	Hz	60	60
	b) Carga	W		
6.	Señal de sincronismo por satélite		GPS	GPS
7.	Precisión de las señales de salida	ns	≤ 500	500
8.	Estabilidad del reloj interno sin señal externa	ppm	≤ 0.5	0.5
9.	Despliegue local de la hora y de parámetros		Si	SI
10.	Indicación local y remota de fallas		Si	SI
11.	Señales de salida			
	a) Interfaz serial asíncrono RS232			
	b) DCF 77			
	c) IRIG-B			SI
	d) Pulso por segundo			SI
	e) Pulso por minuto			SI
12.	Sincronización de la hora por la red LAN con SNTP (Si/No)			LAN
13.	Tiempo promedio a la falla (MTTF)	h		20 AÑOS

BIBLIOGRAFIA

- [1] Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión – Mejía Villegas
- [2] C.V.G. EDELCA, Especificaciones técnicas generales sistemas de control numérico en subestaciones, ETGS/EEM-250.
- [3] GE Power Management, Substation Automation UR Applications 1 Course Ver. 2.2, GE Power Management, 2000.
- [4] GE HARRIS Energy Control Systems, Utility Automation Solutions, Brochure, 2000.
- [5] MINEM, Ministerio de Energía y Minas “Perú Sector Eléctrico 2010”.