



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y
AUTOMATISMO**

TITULO:

**ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL Y MONITOREO EN UNA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA Y PROPUESTA DE UN DISEÑO PARA UN
SISTEMA SCADA**

AUTOR:

ROBERTH ALFONSO VITE ROMERO

TUTOR:

ING. ORLANDO PHILCO ASQUI. MSC.

GUAYAQUIL - ECUADOR

2015



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y
AUTOMATISMO**

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por **Roberth Alfonso Vite Romero**, como requerimiento parcial para la obtención del Título de Ingeniero Electrónico en Control y Automatismo.

TUTOR

Ing. Orlando Philco Asqui. MSc.

OPONENTE

Ing. Eduardo Mendoza Merchán. MSc.

DIRECTOR DE LA CARRERA

Ing. Armando Heras Sánchez



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y
AUTOMATISMO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Roberth Alfonso Vite Romero

DECLARO QUE:

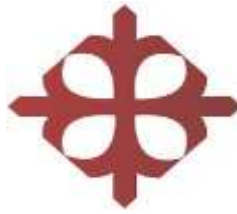
El trabajo de Titulación “**Estudio de los Sistemas de Control y Monitoreo en una Subestación Eléctrica y Propuesta de un Diseño para un Sistema SCADA**”, ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que están al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del Trabajo de titulación referido.

Guayaquil, a los 20 días del mes de Febrero del año 2015

EL AUTOR

Roberth Alfonso Vite Romero



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y
AUTOMATISMO**

AUTORIZACIÓN

Yo, **Roberth Alfonso Vite Romero**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación: **“Estudio de los Sistemas de Control y Monitoreo en una Subestación Eléctrica y Propuesta de un Diseño para un Sistema SCADA”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 20 días del mes de Febrero del año 2015

EL AUTOR

Roberth Alfonso Vite Romero

AGRADECIMIENTO

Le agradezco a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

Le doy gracias a mis padres Robert y Mayra por apoyarme en todo momento, por los valores que me han inculcado, y por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida. Sobre todo por ser un excelente ejemplo de vida a seguir.

A toda mi familia por toda la comprensión y amor, que me ha permitido avanzar y llegar a culminar una carrera de pregrado.

A mis profesores de la carrera Ingeniería Electrónica en Control y Automatismo, por haber compartido conmigo sus conocimientos y sobre todo su amistad.

A mis amigos por confiar y creer en mí y haber hecho de mi etapa universitaria un trayecto de vivencias que nunca olvidare.

Roberth Alfonso Vite Romero

DEDICATORIA

A Dios, porque siempre ha cuidado de mis pasos, por darme la vida y la tenacidad para culminar cinco años de estudio, dedico este trabajo de graduación a mi padre y madre que estuvieron siempre en cada instante apoyándome durante los momentos de mi vida estudiantil, a mis hermanos y familiares a ellos dedico este trabajo.

A mis profesores de la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo, quienes me dieron la enseñanza y amistad, a sus autoridades.

Roberth Alfonso Vite Romero

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. ORLANDO PHILCO ASQUI MSC.

PROFESOR TUTOR

Ing. Eduardo Mendoza Merchán MSc.

PROFESOR Oponente



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

**CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y
AUTOMATISMO**

CALIFICACIÓN

ING. ORLANDO PHILCO ASQUI MSC.

PROFESOR TUTOR

ÍNDICE GENERAL

Capítulo 1: Aspectos Generales	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Planteamiento del Problema.....	3
1.4 Objetivos.....	3
1.4.1 Objetivo General	3
1.4.2 Objetivos Específicos.....	4
1.5 Justificación.....	4
1.6 Tipo de Investigación.....	4
1.7 Metodología.....	4
1.8 Hipótesis.....	5
1.9 Alcance	5
Capítulo 2: Fundamentos de la Supervisión y Control vía remota	6
2.1.1 Estructura de subestación eléctrica de media tensión para industrias	6
2.2 Operaciones de control en subestaciones eléctricas	8
2.2.1 Función de control vía remoto	10
2.2.2 Estructura de un sistema SCADA.....	18
2.2.4 Interfaz Hombre-Maquina	20
2.2.5 Soluciones de Hardware	23

2.3.1 Arquitectura del sistema	35
Capítulo 3. Propuesta de SCADA para Subestación Eléctrica	40
3.1 Metodología para SCADA en subestación eléctrica; Error! Marcador no definido.	
3.1.1 Diseño de la arquitectura	55
3.1.2 Direcciones IP y detalles de los equipos.....	56
3.1.3 Configuración de Equipo RTAC	56
3.1.4 Mapa de Variables DNP 3.0	60
Capítulo 4. SCADA HMI para Subestación Eléctrica	67
4.1 Ingreso al HMI	67
4.2 Pantallas del HMI.....	72
4.2.2 Pantalla “Comunicaciones”	76
4.2.3 Pantalla “Anunciador”	76
4.2.5 PANTALLA “SEL 587”	79
4.2.6 Pantalla “SEL 751A”	81
CONCLUSIONES.....	65
RECOMENDACIONES	66
BIBLIOGRAFÍA.....	67
GLOSARIO.....	69

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. El diagrama unifilar para la subestación eléctrica 66/15 kV de intemperie.	7
Figura 2. Esquema de Integración y conectividad entre equipos industriales	9
Figura 3. Esquema de un SCADA con RTU.....	13
Figura 4. Esquema de Smart SCADA.....	16
Figura 5. Proceso controlado y con conexión a un SCADA.....	19
Figura 6. Pantallas HMI.....	21
Figura 7. Permite visualizar datos para un análisis y detección de problemas	35
Figura 8. Imagen de una subestación eléctrica 69 kV	44
Figura 9. Diagrama Unifilar de SE. 69 kV.....	45
Figura 10. Vista Superior de la SE 69kV.....	46
Figura 11. Vista lateral de SE. 69 kV.....	47
Figura 12. Concentrador RTAC 3530-4.....	50
Figura 13. Conexión del SEL 3530-4 Concentrador de datos/Controlador.....	50
Figura 14. Relé de Protección SEL 751	51
Figura 15. Esquema de conexión de Switch SEL-2730.....	52
Figura 16. Arquitectura para SCADA en subestación eléctrica.....	55
Figura 17. Representación de ingreso al software SEL	57
Figura 18. Ingreso al Software SEL.....	58

Figura 19. Ingreso al HMI.....	67
Figura 20. Ventana principal del software HMI	68
Figura 21. Mensajes en programación HMI	69
Figura 22. Mensajes y comandos útiles para programar HMI.....	70
Figura 23. Reportes de conexión Ethernet, de alarmas.....	71
Figura 24. Registro de eventos de alarma	71
Figura 25, Registros completos en HMI	72
Figura 26. Pantalla principal, con imagen de subestación y nombre del proyectista.....	73
Figura 27. Diagrama unifilar.....	74
Figura 28. Estados de cada uno de los componentes del diagrama Unifilar de la subestación	75
Figura 29. Diagrama de comunicaciones entre los diversos equipos.....	76
Figura 30. Activación de estados de alerta en sistema.....	77
Figura 31. Detección de un estado de alarma (forzado).....	78
Figura 32. Representación de un medidor y sus datos medidos	79
Figura 33. Visualización de relé de protección y sus parámetros principales	80
Figura 34. Visualización del relé de protección.....	81

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones para Software SCADA.....	56
Tabla 2. Datos para configurar el servidor DNP 3.0.....	58
Tabla 3. Datos de Puntos DNP.....	60
Tabla 4. Datos de Puntos DNP de Control.....	63
Tabla 5. Datos de Puntos DNP de Contadores.....	63
Tabla 6. Datos de Puntos DNP analógicos	63
Tabla 7. Datos de Parámetros en el DI.....	68
Tabla 8. Datos de tiempo	69
Tabla 9. Datos de indicador y sus avisos	80

RESUMEN

El presente trabajo describe la operación de los sistemas de monitoreo y supervisión vía remota, conocido como SCADA, se plantea como objetivo principal, describir la estructura, la arquitectura de un sistema SCADA, convencional y así también los sistemas SCADA, que tienen dispositivos electrónicos inteligentes (*Intelligent Electronics Device*, IED).

Los proyectos de automatización de subestaciones eléctricas, típicamente involucran tres áreas funcionales, el control remoto y adquisición de datos, más despliegue, control y medición de la subestación y, adicionalmente la protección. Estos sistemas han prescindido la necesidad de verificar físicamente y/o vigilando y ajustando los componentes del proceso: una red de sensores transmite información del estado de los componentes a una sala de operadores que deciden si hay que realizar alguna modificación sobre el proceso.

La metodología utilizada es bibliográfica, ya que se debe revisar contenidos en manuales y en la web, también es descriptiva por cuanto detalla lo referentes a normas y procedimientos para supervisión y control en subestaciones eléctricas. Como resultados obtenidos, en base al análisis de dichos sistemas SCADAs, se plantea una propuesta metodológica para configurar por medio de un software de la empresa SEL, una subestación eléctrica de 69 Kv, que bien puede ser instalada en alguna empresa o industria.

Palabras claves: IED, SCADA, concentrador SEL, *switch* SEL, automatización.

ABSTRACT

This paper describes the operation of monitoring and supervision systems remotely, known as SCADA, was raised as the main objective, describe the structure, the architecture of a SCADA system and well conventional SCADA systems with intelligent electronic devices (Intelligent Electronic Device, IED).

Automation projects electrical substation, typically involve three functional areas, remote control and data acquisition, more deployment, control and measurement of the substation and additionally protection. These systems have dispensed with the need to physically verify and/or monitoring and adjusting process components: a sensor network transmits status information components to a room operators who decide whether to make any changes on the process.

The methodology used is literature, as it should review contained in manuals and on the web, it is also descriptive in that it details what concerning standards and procedures for monitoring and control in electrical substations. As results, based on the analysis of these SCADA systems, a proposal to set up by a software company SEL, an electrical substation of 69 kV, which may well be installed in any company or industry arises.

Keywords: *IED, SCADA, Hub SEL, Switch SEL, Automation.*

Capítulo 1: Aspectos Generales

1.1 Introducción.

Las centrales eléctricas están experimentando crecientes necesidades de integración de software y servicios de ingeniería para hacer frente a desafíos tales como los avances de calidad y gestión, en este aspecto se destaca la fiabilidad de la red, integración de redes inteligentes, monitoreo de condición de activos y gestión de riesgos, análisis de datos, integración de recursos distribuidos, seguridad cibernética y las normas de interoperabilidad.

En el país, a finales del 2016, empezaran a operar centrales hidroeléctricas, que aseguran un superávit de energía, con aquello la red de transporte y distribución tienen un exigente cambio para la eficiencia, se debería contar en las su distribuidoras la supervisión y monitoreo, para asegurar la calidad y la gestión, dentro del sector industrial la situación es parecido, aunque estas infraestructuras no son extensas, una subestación eléctrica para la industria, debe tener la capacidad de monitorear, su distribución.

En base a las competencias del profesional de ingeniería en Electrónica de Control y Automatismo, este trabajo de titulación, propone diseño y maniobras para asegurar el monitoreo en una subestación eléctrica industrial.

La acción de recolección e interpretación de enormes cantidades de datos procedentes de diferentes dispositivos en la distribución eléctrica, es una valiosa herramienta para tomar decisiones críticas con información precisa en el momento oportuno.

1.2 Antecedentes

Los sistemas de monitoreo y adquisición de datos dentro de una subestación eléctrica están desarrollándose bajo dispositivos electrónicos inteligentes IED, pero en la aparición de los primeros sistemas SCADA, los dispositivos no eran más que terminales de recolección de datos o información y el procesamiento era superficial, es decir no era profundo, desde hace tres décadas atrás los sistemas SCADAs han evolucionado hasta integrar interfaces de hardware y software, evitando el uso de hardware propietario.

Gracias a la arquitectura abierta se puede interoperar diversos periféricos e instrumentos, así también una base fundamental, es obtener una arquitectura distribuida que permita una fácil expansión, esto puede adquirir la adición de nuevos equipos, accediéndose a una rápida y flexible migración de datos entre los componentes del SCADA.

Se plantea que las subestaciones eléctricas dentro de industrias, puedan implementar sistemas SCADAs, pues es vital contar con una supervisión efectiva sobre el proceso de almacenamiento de datos y el procesamiento de los datos históricos por citar unos ejemplos, pues los procesamientos de información constituyen un importante factor en sistemas SCADA.

Es de mucho beneficio contar con Sistemas de Información Histórica (SIH) ya que esta operación almacenará los datos históricos tales como valores analógicos y acumuladores, mediciones digitales y alarmas. Para industrias que implementen subestaciones eléctricas de 69 kV, es recomendable contar con un sistema SCADA,

para optimizar y asegurar calidad de energía en la industria. Asegurar el servicio eléctrico, ya que se puede planificar mantenimientos efectivos a la subestación.

1.3 Planteamiento del Problema.

No existe adecuado conocimiento para aprovechar la supervisión y control de procesos de operación dentro de una subestación eléctrica en la industria. Se presentan elevados costos cuando no hay control, en la infraestructura, en los eventos de alarma, la rápida gestión de solución a problemas en esta área, reduce la eficiencia en la industria en general, se debe determinar, alternativas de control a subestaciones eléctricas. Pero un factor determinante es la elaboración de una metodología para implementar un sistema SCADA.

El despliegue de fabricantes por ofrecer productos que integren un eficiente sistema SCADA, es aun tarea complicada. Pues no hay acertada gestión, para controlar un sistema eléctrico dentro de una industria, puede tener un nivel de complejidad si es que no se aplican procedimientos basados en normas técnicas y conocimiento sólidos de lazos de control en supervisión y control vía remota.

1.4 Objetivos.

1.4.1 Objetivo General

Determinar las operaciones de control y monitoreo de sistemas SCADAS, y propuesta de una metodología para un sistema SCADA en subestaciones eléctricas dentro de industrias.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Especificar la operación de un sistema SCADA en la industria.
- Analizar el funcionamiento de un sistema SCADA para una subestación eléctrica de 69 kVA dentro de una industria
- Proponer un diseño basado en supervisión y control para una subestación eléctrica de 69 KVA dentro de una industria.

1.5 Justificación.

El impulsar conocimientos en control remoto de procesos industriales, favorece la aplicación de sistemas SCADAS dentro de la industria, cuando las industrias tienen instalados subestaciones eléctricas, estas deben tener sus operaciones de supervisión de control y de coordinación no solo accesada en el sitio sino también vía remota.

1.6 Tipo de Investigación.

El tipo de investigación es descriptiva pues se deberá describir cada una de las fases de control y monitoreo que puede aplicar una subestación eléctrica de cualquier tipo de industria. Es también bibliográfica, ya que se revisan manuales y estándares eléctricos en media tensión.

1.7 Metodología

El presente trabajo de titulación determina un procedimiento para controlar y supervisar algunas variables dentro de una subestación eléctrica, esta metodología tiene raíz en lo empírico y analítico, pues se utiliza un software, se programa y se

configuran equipos e instrumentos de medición. Se diseña un esquema de control en la calidad de la energía para una industria

1.8 Hipótesis.

Las labores de control y monitoreo remotos de una infraestructura eléctrica (subestación) dentro de un industria es vital para alcanzar eficiencia reduciendo al mínimo paralizaciones por problemas en la calidad de la energía eléctrica, es trascendente monitorear las 24 horas la calidad de la energía en un industria.

1.9 Alcance

Esta fuera del alcance de este trabajo de titulación, realizar estudios económicos a profundidad para conocer retorno de inversión por una implementación de un sistema SCADA. Además analizar normas y diseño de conexiones eléctricas con red de alta tensión.

Capítulo 2: Fundamentos de la Supervisión y Control vía remota

Un mecanismo primordial de la instalaciones eléctrica en Media Tensión (MT), son las subestaciones eléctricas, estas instalaciones son infraestructuras encargadas de generar transformaciones del voltaje o tensión, de la frecuencia, del número de fases o la conexión de dos o más circuitos.

Las subestaciones pueden ser de dos tipos:

1. Subestaciones de Transformación: Tienen como misión la operación de transformar la energía eléctrica mediante uno o más transformadores. Estas subestaciones realizan la función elevadora o reductora de tensión.
2. Subestaciones de Maniobra: Son las delegadas de conectar dos o más circuitos y realizar sus maniobras. Por lo tanto, en este tipo de subestaciones no se transforma la tensión.

En la actualidad las subestaciones están en el interior de los edificios/industria para ahorrar espacio y contaminación, en cambio, las instalaciones al aire libre están situadas en las afueras de la ciudad. Hay que indicar que pueden existir dentro de una subestación dos formas de operar sea para aumentar o reducir la tensión.

2.1.1 Estructura de subestación eléctrica de media tensión para industrias

Las subestaciones eléctricas que se implementa en las industrias se pueden clasificar por el tipo de instalación, estas pueden ser:

- a. Tipo intemperie
- b. Tipo interior

c. Tipo blindado

Tipo Intemperie: Se encuentra al aire libre sometida directamente a los diferentes cambios atmosféricos. Sus características de diseño son acordes a la zona de instalación.

Tipo Interior: Se instalan en edificios, edificios, fábricas pequeñas, sistemas de bombeo y en general en lugares en el que la carga demandada no exceda los 2000 kVA, limitación atribuida por la temperatura del local donde estará contenida.

Tipo Blindada: Se aprovecha en instalaciones sujetas a altas inseguridades como son las áreas peligrosas

Un diagrama unifilar característico de una subestación eléctrica industrial en media tensión, se lo aprecia en la figura 1.

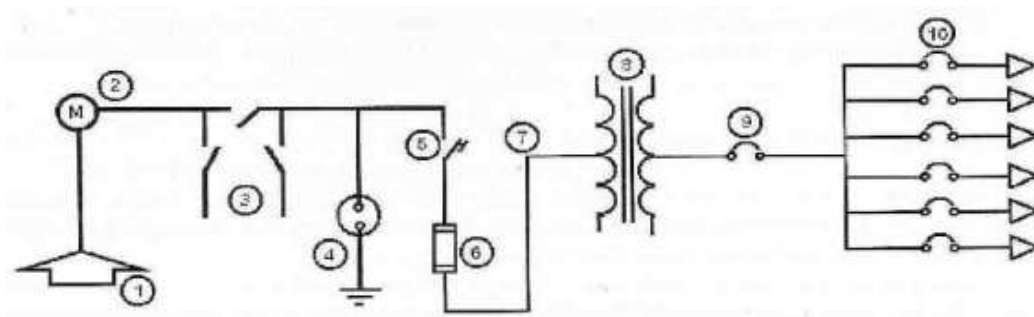


Figura 1. El diagrama unifilar para la subestación eléctrica 66/15 kV de intemperie.

Fuente: Grupo TEI (2009)

En el diagrama unifilar básico, se distinguen las siguientes partes:

1. Acometida
2. Equipo de medición en A.T. (Más de 200 kW de demanda contratada).
3. Cuchillas de prueba y paso.

4. Pararrayos
5. Interruptor de operación (con carga).
6. Fusibles de potencia (con percutor).
7. Sección de acoplamiento.
8. Transformador.
9. Interruptor general de B.T.
10. Interruptores derivados de B.T.

2.2 Operacionesde control en Subestaciones Eléctricas

El mercado de hoy espera un servicio fiable eléctrico, con respuestas rápidas y precisas a problemas de los clientes, y los procesos de negocios eficientes y presentación de informes. Muchos de los nuevos paquetes de software de automatización de ahora están disponibles para mejorar la medición, interrupción, dirección de obra, y los procesos de confiabilidad, y una de las claves del éxito de una utilidad es su capacidad para aprovechar las ventajas de estos nuevos programas.

Hoy en día existen muchos fabricantes de sistemas SCADAs (*Supervisory Control and Data Acquisition*. Supervisión, control y adquisición de datos) y por tal motivo puede presentarse interoperabilidad entre sus dispositivos, haciendo que no se alcancen las óptimas capacidades de utilidad. Por aquello es fundamental identificar y seleccionar un proveedor (o proveedores) que ofrezcan calidad y garantía en la operación de un SCADA para una subestación dentro de la industria.

Hoy se cuenta con tecnología de infraestructura de comunicaciones para los programas de automatización y aplicaciones de automatización en dispositivos móviles, los profesionales del control y automatismo pueden conducir o ayudar a su utilidad con el conocimiento en este tipo de comunicaciones.

Hoy en día las industrias que requieren instalar subestaciones eléctrica, no optimizan dicho recurso, porque no se han integrado totalmente a la tecnología de los dispositivos electrónicos, en parte debido a que la inter-operabilidad entre los dispositivos está obstaculizada por el exceso de protocolos e interfaces incompatibles.

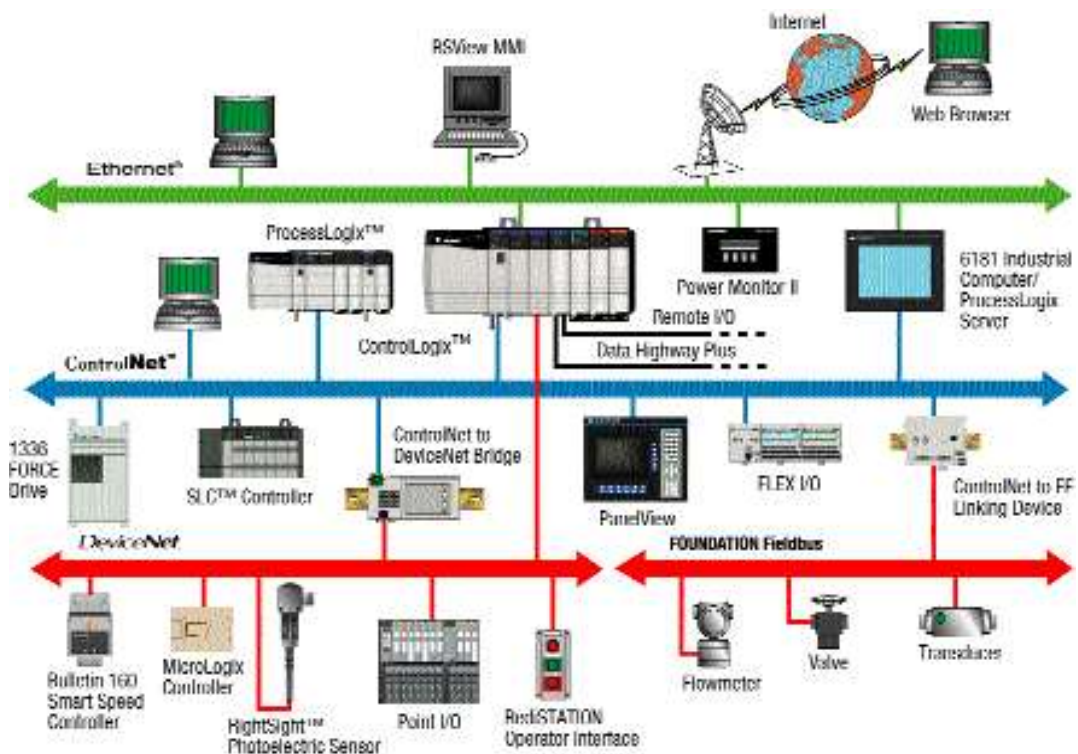


Figura 2. Esquema de Integración y conectividad entre equipos industriales

Fuente: Instrumentación y Control (2011)

En el presente, cerca del 80% de toda la producción industrial aun continua siendo controlada por sistemas análogos, pero los sistemas modernos de control instalados en plantas nuevas tienen capacidades de inteligencia y auto diagnóstico de los instrumentos de campo (sensores, válvulas, motores, dispositivos de seguridad) , un numero de buses de red o “data highways”, los cuales sirven para integrar estos dispositivos de campo con las estaciones de trabajo del DCS o Sistema de Control Distribuido (sirviendo para el control/operación, ingeniería, históricos, mantenimiento), además de la red de la planta sirviendo para funciones de planeamiento y negocio, y sin olvidar computadores externos para el modelamiento del proceso y funciones de simulación.

Entre los aspectos principales de la automatización del sistema eléctrico, se persigue, entre otras:

- Sincronización de todos los componentes del sistema eléctrico.
- Operación, medición y monitoreo a distancia de dispositivos eléctricos (mando, control y señalización).
- Secuenciación de eventos en el sistema eléctrico.
- Racionamiento de cargas.
- Reconexión y re-aceleración de cargas rotativas (motores de inducción).

2.2.1 Función de control vía remoto

Básicamente un propósito de automatismo por la década de los noventas, contenía tres áreas utilitarias principales: control supervisión y adquisición de datos

(SCADA); monitoreo, medición y control; y protección. Los autores Dortolina y Christiansen (2012) coinciden que el equipo de automatismo consumido en cada una de las áreas reside esencialmente en un sistema de control y automatización de dispositivos electromecánicos, tales como contadores, relés de protección, temporizadores, registradores y dispositivos analógicos y digitales para el muestreo en pantalla.

La información podía obtenerse localmente a partir de medidores analógicos, paneles de medición digital y paneles mímicos de control. También se instalaban en dichos paneles interruptores electromecánicos, los cuales eran usados por los operadores para controlar a los equipos principales ubicados en la subestación.

Con los avances en microprocesadores, y controladores, el horizonte comenzó a cambiar. Los fabricantes comenzaron a reemplazar sus dispositivos electromecánicos por los de estado sólido. Estos diseños basados en microprocesadores, los cuales luego se denominarían Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) mostraron un impresionante número de ventajas sobre sus predecesores.

Dortolina y Christiansen (2012) además dicen que el IED, contienen funciones y particularidades adicionales, las cuales contienen auto-chequeo y auto-diagnóstico, interfaces de comunicaciones, la habilidad de almacenar datos históricos, y unidades terminales remotas integradas para entradas y salidas de datos (I/O). Los IED también han permitido eliminar la redundancia en los equipos gracias a la integración de múltiples funciones en un solo dispositivo.

Por ejemplo, al integrar los transformadores de corriente con los de potencial en un circuito individual, el IED puede medir, proteger y controlar a distancia simultáneamente.

En la medida en que las funciones tradicionales de automatización y control se integraron en un equipo único, la definición del IED comenzó a expandirse. El término se aplica hoy en día a cualquier dispositivo basado en micro-procesadores con un puerto de comunicación, y por lo tanto comprende a los relés de protección, medidores, unidades terminales remotas, controladores lógicos Programables (PLC's), almacenadores de fallas digitales y secuenciadores de eventos.

De esta forma nace lo que se denomina tecnología SCADA, Fue desarrollado inicialmente para las grandes empresas de servicios públicos como la recopilación de información y el sistema de control de la herramienta para gestionar sus activos de generación y distribución. Una importante inversión, proporcionó la utilidad con los medios para gestionar proactivamente su extensa planta física.

Las ofertas de sistemas iniciales y tecnologías eran rústicas, los retos eran muchos. Las alternativas de comunicaciones eran limitadas y el término "tecnología de microprocesadores" era conocida sólo para el segmento de "cabeza de la hélice" de las empresas de investigación. Imágenes de la tecnología dinosaurio vienen a la mente, sin ánimo de ofender a la población de los dinosaurios.

Se tenían ya las Unidades Terminales Remotas RTU's. el tamaño de las secciones de conmutación con kilómetros de cable y módems montados en un rack o bastidor. Afortunadamente, los avances en la tecnología de microprocesadores produjeron saltos cualitativos en la funcionalidad y el diseño de los sistemas SCADA a través de

los años 80's y 90's. Sin embargo, la arquitectura SCADA basado núcleo RTU se ha mantenido relativamente sin cambios aunque bastante caro en los últimos 25 años. Por lo tanto, su uso se ha limitado a los servicios públicos más grandes.

El diseño de la base de un sistema SCADA convencional consiste en una red de RTU's ubicado en las subestaciones de servicios públicos que están conectados 24/7 a un computador central. Los RTU no son más que "paneles tontos" que sirven como puntos de terminación de cableado para la mirada de medición y control de la conexión de la subestación. La funcionalidad del sistema SCADA basado RTU depende por completo en el enlace de comunicación entre el equipo host y las unidades terminales remotas. Todas las decisiones lógicas y de control se controlan y se llevan a cabo por el equipo y un operador de acogida. Si se pierde el enlace de comunicación entre la RTU y el anfitrión, el sistema SCADA tradicional está inoperante.

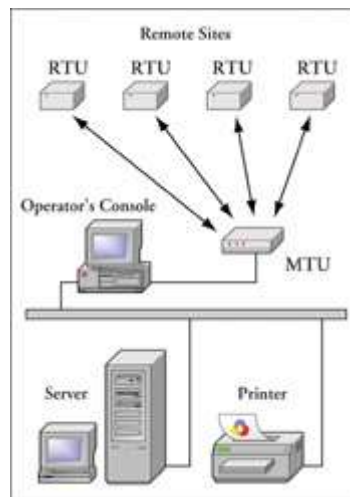


Figura 3. Esquema de un SCADA con RTU

Fuente: NBT (2009)

La tecnología convencional basada RTU ha sido un costo prohibitivo para un gran porcentaje de pequeñas cooperativas de tamaño medio y servicios públicos municipales para una serie de razones. En primer lugar, la arquitectura SCADA tradicional requiere aplicación RTU completa en todas las subestaciones de obtener todos los beneficios del sistema. RTU no puede funcionar como soportar paneles solos y dependen de su conexión con el equipo host.

Los costos de mano de obra asociados con el cableado de las salidas de los diferentes medidores de panel para RTU son onerosos. Además, las subestaciones instaladas y los costos de operación para decorar con líneas telefónicas arrendamiento realmente aportados al mercado tienen que desarrollar tecnologías de comunicación alternativos.

Como se mencionó anteriormente, la arquitectura general de la tecnología SCADA basado RTU es prácticamente el mismo hoy como lo era hace décadas. La razón principal de esto es los requisitos de potencia de computación para manejar aplicaciones SCADA grandes. La mayoría de los principales proveedores de SCADA no estaban dispuestos a abandonar la plataforma de mini computador que ha sido su pilar principal durante décadas.

Si bien ha habido mejoras en los últimos 25 años, los sistemas SCADA convencionales todavía requieren una aplicación amplia y costosa para darse cuenta de su valor total. La aparición de las tecnologías basadas en microprocesadores durante los últimos veinticinco años, ha mejorado enormemente la eficiencia y la productividad de muchas arquitecturas de automatización y sistemas de información. Las capacidades de computación de computadores y tecnologías de red han cruzado

el gran vacío de procesamiento de datos que una vez existió entre las mini computadoras y la estación de trabajo de escritorio.

La evolución de los medidores de potencia basados en microprocesadores en los últimos diez años ha sido igualmente impresionante. Estos medidores de potencia de última generación están equipados procesadores de muestreo digital de alta velocidad que pueden calcular y actualizar cientos de valores de potencia de alta precisión cada segundo, en sustitución y superando las funciones de decenas de metros convencionales.

Grandes avances en las tecnologías de comunicación también han proporcionado al usuario la elección de medios inalámbricos en radio frecuencia RF, celulares y satelitales. El resultado de estos avances tecnológicos de las últimas dos décadas es la primera alternativa sistema viable a la tecnología SCADA tradicional. La empresa americana Hometown Connections (2014), ha desarrollado una solución innovadora denominada *SmartSCADA*.

El objetivo de *SmartSCADA* es proporcionar pequeñas utilidades con una opción rentable para la tecnología SCADA tradicional. Un *SmartSCADA* responde a las necesidades únicas de la pequeña utilidad. Es un diseño modular y despliega una arquitectura de inteligencia distribuida. *SmartSCADA* se basa en una red de medidores de energía inteligentes que sustituyen la funcionalidad de cientos de metros convencionales.

Estos medidores están equipados con memoria integrada para registrar una amplia gama de información sobre la alimentación y las alarmas predefinidas y eventos de calidad de energía. También cuentan con lógica programable para responder a

eventos anormales en la subestación a través de respuestas definidas por el usuario y los esquemas de control. Lo que esto significa para el usuario es un sistema SCADA que no es totalmente dependiente de la conexión entre el ordenador host central para supervisar y controlar sus subestaciones.

Con *SmartSCADA*, toda la lógica de control está contenida y aplicará al nivel de la subestación por los medidores de potencia. Si las comunicaciones entre las subestaciones y equipo host se interrumpe, el sistema *SmartSCADA* seguirá funcionando. Esto proporciona al usuario con el monitoreo y control redundante. Los medidores de potencia también pueden estar equipados con entradas y salidas opcionales que proporcionan para el estado de los equipos de vigilancia, las temperaturas del transformador y para controlar interruptores y otros dispositivos de la subestación.

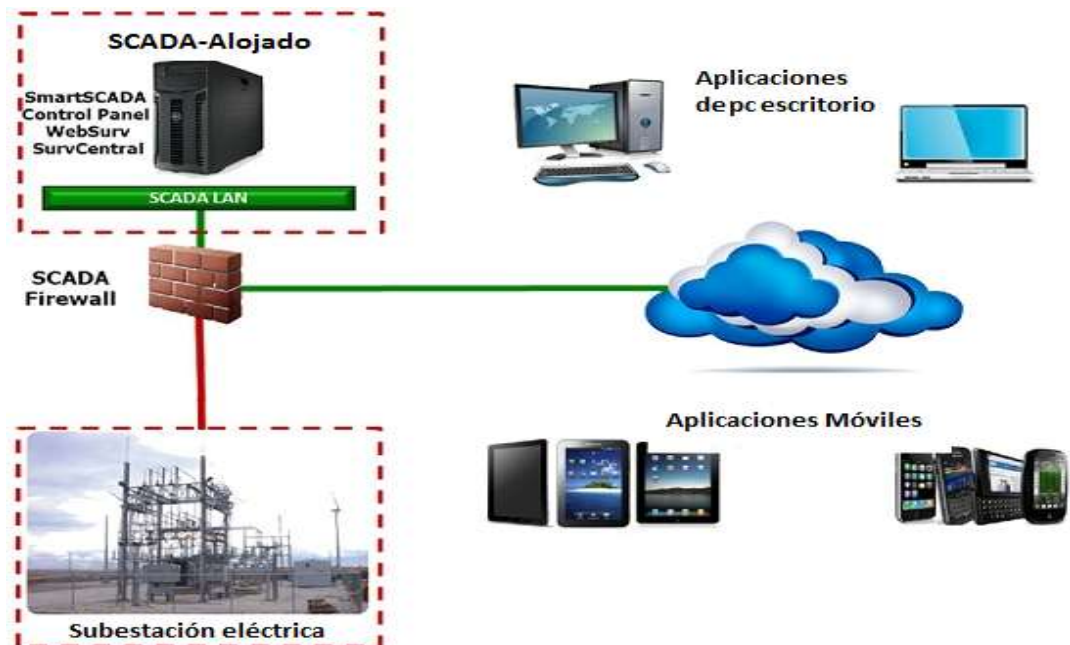


Figura 4. Esquema de Smart SCADA

Fuente: Hometown Connections (2014)

Uno de los diferenciadores clave de medidores de potencia *SmartSCADA* vs. Tecnología RTU tradicional es la capacidad de monitorear y transitorios de voltaje de registros y otros eventos de calidad de energía en la subestación. Esta capacidad proporciona la utilidad con una valiosa herramienta de información para monitorear la calidad de la energía suministrada a la subestación de distribución y, posteriormente, a sus clientes.

Un *SmartSCADA* proporciona al usuario la opción de confiar en la estación de trabajo y el sistema operador de central o de las capacidades de control automático de los medidores de potencia para ejecutar funciones de control. Estas decisiones de control situacionales, pre-programados por el ingeniero de utilidad, se pueden hacer en la subestación por los medidores de potencia.

Los medidores implementarán automáticamente la respuesta de control deseado como si el ingeniero de soporte fue personalmente supervisando las condiciones de la energía de la subestación. Ellos se pueden modificar en el tiempo para optimizar el rendimiento del sistema *SmartSCADA*. El *SmartSCADA* también proporciona al usuario la opción de múltiples protocolos y opciones de comunicación para transportar datos desde la subestación al computador anfitrión.

Estos incluyen: RS232/485 de salida en serie para comunicaciones inalámbricas y satelitales, Modbus, DNP 3.0, Ethernet, celulares y módems telefónicos tradicionales. Las soluciones híbridas también se pueden implementar. *SmartSCADA* utiliza una arquitectura basada en PC y el sistema operativo Windows. Es fácil de usar y mucho menos caro de mantener que el software tradicional aplicación SCADA.

Dada la flexibilidad de protocolos SmartSCADA y opciones de comunicación, la integración con productos de terceros, como los relés de protección y sistemas de monitoreo de transformadores son factibles. Actualizaciones funcionales tanto para el SmartSCADA medidores de potencia y PC host se pueden descargar sin interrupción al sistema. Esto amplía el período de obsolescencia de la tecnología desde hace muchos años.

Tal vez el aspecto más alentador de SmartSCADA es el costo total de instalación. Una instalación de subestación SmartSCADA llave en mano típico es menos de la mitad de un sistema SCADA convencional. Las claves para el ahorro es la potencia de cálculo y el valor de los medidores de energía inteligentes vs RTU y el ahorro de mano de obra derivados de la eliminación de los tendidos de cableado de metro del panel y la integración de la funcionalidad de numerosos metros en un solo dispositivo autónomo.

2.2.2 Estructura de un sistema SCADA

Los SCADAS's son sistemas centralizados que supervisan y controlan sitios enteros, o complejos de sistemas repartidos en grandes áreas (cualquier cosa, desde una planta industrial de una nación). La mayoría de las acciones de control se llevan a cabo automáticamente por RTU o PLC. Funciones de control de host normalmente se limitan a imperiosa de base o *de supervisión* intervención nivel.

Por ejemplo, un PLC puede controlar el flujo de agua de refrigeración a través de parte de un proceso industrial, pero el sistema SCADA puede permitir a los operadores cambian los puntos de ajuste para el flujo, y permiten las condiciones de

alarma, tales como la pérdida de flujo y alta temperatura, a visualizar y grabar. El bucle de control de realimentación pasa a través de la RTU o PLC, mientras que el sistema SCADA monitorea el rendimiento global del bucle o lazo.

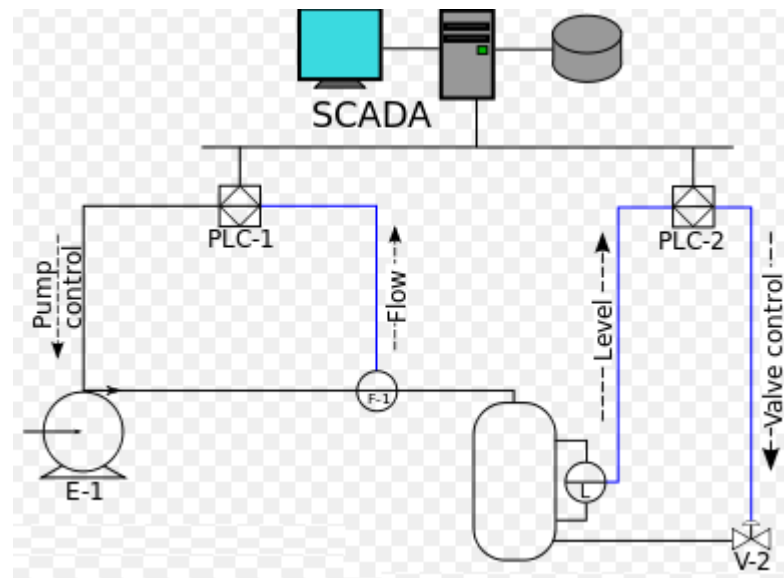


Figura 5. Proceso controlado y con conexión a un SCADA

Fuente: Intergraph (2013)

La adquisición de datos comienza en el nivel RTU o PLC e incluye lecturas de los contadores y los informes de estado de los equipos que se comunican al SCADA según sea necesario. Los datos luego se compila y formato de una manera tal que un operador de sala de control mediante el HMI puede tomar decisiones supervisoras a modificar o anular los controles normales RTU (PLC). Los datos también pueden ser alimentados a un historiador , a menudo basada en una mercancía Sistema de Gestión de Base de Datos , para permitir tendencia y otra auditoría analítica.

Los Sistemas SCADA típicamente implementar una base de datos distribuida , comúnmente referido como una *base de datos de la etiqueta*, que contiene elementos

de datos llamados *etiquetas* o *puntos*. Un punto representa un único valor de entrada o salida supervisado o controlado por el sistema. Los puntos pueden ser "duro" o "blando". Un punto duro representa una entrada real o de salida dentro del sistema, mientras que un suave resultados puntuales de operaciones lógicas y matemáticas aplicadas a otros puntos. (La mayoría de las implementaciones de eliminar conceptualmente la distinción haciendo cada propiedad un "suave" expresión punto, que puede, en el caso más simple, igual a un solo punto duro.) Los puntos se almacenan normalmente en forma de pares de valor de marca de tiempo: un valor, y la marca de tiempo cuando se grabó o calculado. Una serie de pares de valor de marca de tiempo da la historia de ese punto. También es común para almacenar metadatos adicionales con las etiquetas, como la ruta de acceso a un dispositivo de campo o PLC registro, comentarios en tiempo de diseño, y la información de la alarma.

Los Sistemas SCADA son significativamente importantes sistemas utilizados en las infraestructuras nacionales tales como redes eléctricas, suministros de agua y tuberías . Sin embargo, los sistemas SCADA pueden tener vulnerabilidades de seguridad, por lo que los sistemas deben ser evaluados para identificar los riesgos y las soluciones implementadas para mitigar esos riesgos.

2.2.4 Interfaz Hombre-Maquina

Una interfaz hombre-máquina (HMI) es el dispositivo de entrada y de salida a través del cual el operador humano controla el proceso, y que presenta datos de proceso a un operador humano.

El HMI (*Human Machine Interface*) generalmente está vinculada a del sistema SCADA bases de datos y programas de software, para proporcionar tendencias, datos de diagnóstico, y la información de gestión, como los procedimientos regulares de mantenimiento, información logística, esquemas detallados para un sensor o máquina en particular, y en un sistema experto guías de solución de problemas.



Figura 6. Pantallas HMI

Fuente: Intergraph (2013)

El HMI y SCADA están relacionados entre sí en la medida en que uno o varios paneles de operador son subconjuntos o componentes de un sistema SCADA. Además, un Sistema de Control Distribuido (DCS) es muy similar a un sistema SCADA, y del mismo modo podría emplear uno o más paneles de operador también. Todos estos componentes son clases de, o describen partes de, un Sistema de Control Industrial (ICS), que es la descripción general de la automatización. En los sistemas de control modernos, hay una gran cantidad de tecnología y funcionalidad superpuestas entre estas dos clases de ICS.

El sistema HMI suele presentar la información para el personal que opera de forma gráfica, en forma de un diagrama mímico. Esto significa que el operador puede ver una representación esquemática de la planta que se está controlado. Por ejemplo, una

imagen de una bomba conectada a un tubo puede mostrar al operador que se está ejecutando la bomba y cómo se está bombeando a través de la tubería en el momento de fluido mucho. El operador puede entonces cambiar la bomba. El software HMI mostrará la velocidad de flujo del fluido en el tubo de disminución en tiempo real. Los diagramas representativos pueden consistir en gráficos de línea y los símbolos esquemáticos para representar los elementos del proceso, o pueden consistir en fotografías digitales de los equipos de proceso superpuesto con símbolos animados.

El paquete HMI para el sistema SCADA típicamente incluye un programa de dibujo que los operadores o personal de mantenimiento del sistema utilizan para cambiar la forma en que estos puntos están representados en la interfaz. Estas representaciones pueden ser tan simple como una luz de tráfico en la pantalla, que representa el estado de una luz de tráfico real en el campo, o tan complejo como una pantalla multi-proyector que representa la posición de todos los ascensores en un rascacielos o todos los trenes en una vía férrea.

Una parte importante de la mayoría de las implementaciones de SCADA es la gestión de alarmas. El sistema controla si ciertas condiciones de alarma están satisfechos, para determinar cuándo se ha producido un evento de alarma. Una vez que un evento de alarma se ha detectado, se toman una o más acciones (tales como la activación de uno o más indicadores de alarma, y tal vez la generación de mensajes de correo electrónico o de texto para que la administración o de los operadores SCADA remotos son informados).

En muchos casos, un operador de SCADA puede tener que reconocer el evento de alarma; esto puede desactivar algunos indicadores de alarma, mientras que otros indicadores permanecen activos hasta que las condiciones de alarma se borran. Las condiciones de alarma pueden ser explícitas, por ejemplo, un punto de alarma es un punto de estado digital que tiene ya sea el valor Normal o Alarm que se calcula mediante una fórmula basada en los valores analógica y digitales: el sistema SCADA podría automáticamente controlar si el valor en un punto análogo reside valores límites altos y bajos externos asociados a ese punto.

Ejemplos de indicadores de alarma incluyen una sirena, un cuadro emergente en una pantalla, o un área de color o parpadear en una pantalla (que puede actuar de una manera similar a la luz "depósito vacío" en un automóvil); en cada caso, la función del indicador de alarma es llamar la atención del operador a la parte del sistema "en alarma" para que puedan tomarse las medidas apropiadas.

En el diseño de los sistemas SCADA, se debe tener cuidado cuando una cascada de eventos de alarma se produce en un corto período de tiempo, de lo contrario la causa subyacente (que podría no ser el primer caso detectado) puede perderse en el ruido. Por desgracia, cuando se usa como sustantivo, la palabra "alarma" se utiliza con poco rigor en la industria; Por lo tanto, dependiendo del contexto puede significar un punto de alarma, un indicador de alarma, o un evento de alarma.

2.2.5 Soluciones de Hardware

Las soluciones SCADA a menudo poseen componentes de Sistema de Control Distribuido (DCS). El uso de "inteligente" RTU o PLC, que son capaces de ejecutar

de manera autónoma procesos lógicos simples sin la participación del equipo maestro, va en aumento. Un lenguaje de programación de control normalizado, IEC 61131-3 (una suite de 5 lenguajes de programación, incluyendo Bloques de funciones, Escalera, Texto estructurado, diagramas de función de secuencia y lista de instrucciones), se utiliza con frecuencia para crear programas que se ejecutan en estos RTUs y PLCs.

A diferencia de un lenguaje de procedimientos tales como el lenguaje de programación C o FORTRAN, IEC 61131-3 tiene requisitos mínimos de formación, en virtud de que se asemeja históricos matrices de controles físicos. Esto permite a los ingenieros de sistemas SCADA para llevar a cabo tanto en el diseño e implementación de un programa que se ejecuta en un RTU o PLC. Un controlador de automatización programable (PAC) es un controlador compacto que combina las características y capacidades de un sistema de control basado en PC con la de un PLC típico.

Los PAC's están desplegados en los sistemas SCADA para proporcionar funciones de RTU y PLC. En muchas aplicaciones SCADA subestación eléctrica, procesadores de información de uso o computadoras de la estación "RTU distribuido" para comunicarse con relés digitales de protección , los PAC y otros dispositivos de E/S, y comunicarse con el maestro SCADA en lugar de una RTU tradicional.

Desde alrededor de 1998, prácticamente todos los principales fabricantes de PLC han ofrecido sistemas SCADA/HMI integrada, muchos de ellos a través de protocolos de comunicación abiertos y no propietarios. Numerosos terceros paquetes especializados HMI/SCADA, ofreciendo compatibilidad integrada con la mayoría de

los PLC principales, también han entrado en el mercado, permitiendo a los ingenieros mecánicos, ingenieros eléctricos y técnicos para configurar HMI sí mismos, sin la necesidad de un programa hecho a medida escrito por un programador de software.

La Unidad Terminal Remota (RTU) se conecta a un equipo físico. Típicamente, una RTU convierte las señales eléctricas desde el equipo a valores digitales tales como el estado abierto/cerrado de un interruptor o una válvula, o mediciones tales como la presión, flujo, tensión o corriente. Mediante la conversión y el envío de estas señales eléctricas a los equipos de la RTU puede controlar los equipos, tales como la apertura o el cierre de un interruptor o una válvula, o poner la velocidad de una bomba.

Estación de Vigilancia

El término estación de supervisión se refiere a los servidores y software responsables de la comunicación con el equipo de campo (RTUs, PLCs, sensores, etc.), y luego a la HMI software que se ejecuta en estaciones de trabajo en la sala de control, o en otro lugar. En sistemas SCADA más pequeños, la estación maestra puede estar compuesto de una sola computadora

En los sistemas SCADA de mayor tamaño, la estación maestra puede incluir varios servidores, aplicaciones de software distribuidos y sitios de recuperación de desastres. Para aumentar la integridad del sistema de las múltiples servidores suelen estar configurados en una formación de doble redundancia o *hot-standby* proporcionando un control continuo y seguimiento en caso de un mal funcionamiento del servidor o una avería.

Filosofía operacional

Para algunas instalaciones, los costos que se derivarían de que falle el sistema de control son extremadamente altos. Hardware para algunos sistemas SCADA Está reforzado para soportar la temperatura, vibración y voltajes extremos. En las instalaciones más críticas, la fiabilidad se ve reforzada por tener canales de hardware y comunicaciones redundantes, hasta el punto de tener múltiples centros de control totalmente equipadas. Una parte no puede ser identificado rápidamente y su funcionalidad tomada automáticamente por el hardware de copia de seguridad. Una parte fracasado a menudo se puede sustituir sin interrumpir el proceso. La fiabilidad de este tipo de sistemas se puede calcular estadísticamente y se afirma como el tiempo medio hasta el fallo, que es una variante de tiempo medio entre fallos (MTBF). El tiempo medio calculado a la insuficiencia de tales sistemas de alta fiabilidad puede ser del orden de siglos

Infraestructura de comunicación y los métodos

Sistemas SCADA han utilizado tradicionalmente combinaciones de radio y conexiones de cableado directo, aunque SONET/SDH también se utiliza con frecuencia para grandes sistemas, como los ferrocarriles y centrales eléctricas. La gestión o control de funcionamiento remoto de un sistema SCADA se refiere a menudo como la telemetría. Algunos usuarios quieren datos SCADA para viajar a través de sus redes corporativas pre-establecida o que comparten la red con otras aplicaciones. El legado de los protocolos de bajo ancho de bandas tempranas sigue siendo, sin embargo.

Los protocolos SCADAs están diseñados para ser muy compacto, muchos están diseñados para enviar información sólo cuando las encuestas la estación maestra de la RTU. Los protocolos SCADA heredados típicas incluyen Modbus RTU, RP-570, Profibus. Estos protocolos de comunicación son todos SCADA especificados del proveedor, ampliamente adoptados y utilizados. Los protocolos estándar son IEC 60870-5-101 o 104, IEC 61850 y DNP3.

Estos protocolos de comunicación están normalizados y reconocidos por todos los principales proveedores de SCADA. Muchos de estos protocolos ahora contienen extensiones para operar sobre TCP/IP. Aunque el uso de especificaciones de redes convencionales, tales como TCP/IP, desdibuja la línea entre redes tradicionales e industrial, cada uno de ellos cumplen los requisitos fundamentalmente diferentes.

Con la creciente demanda de seguridad en los EE.UU, hay un creciente uso de la comunicación por satélite. Esto tiene las ventajas clave que la infraestructura puede ser autónomo (no utilizando circuitos de la red telefónica pública), se han cifrado integrado, y pueden ser diseñados a la disponibilidad y la fiabilidad requerida por el operador del sistema SCADA. Anteriores experiencias en el uso del consumidor-grado VSAT eran pobres. Sistemas de clase portadora modernas proporcionan la calidad de servicio requerida para SCADA.

El RTU y otros dispositivos controladores automáticos fueron desarrollados antes de la llegada de la norma en el ámbito de la industria para la interoperabilidad. El resultado es que los desarrolladores y su gestión crean una multitud de protocolos de control. Entre los proveedores más grandes, también existía el incentivo para crear su

propio protocolo para "bloquear" su base de clientes. Una lista de los protocolos de automatización se compila aquí.

Recientemente, OLE para control de procesos (OPC) se ha convertido en una solución ampliamente aceptada para intercomunicar diferente hardware y software, que permite la comunicación incluso entre los dispositivos originalmente no destinados a formar parte de una red industrial.

Sistemas SCADA han evolucionado a través de cuatro generaciones de la siguiente manera:

Primera generación: "monolítico"

Computing sistema SCADA Temprano hecho por grandes minicomputadoras. Servicios de red común, no existían en el SCADA tiempo se desarrolló. Así, los sistemas SCADA son sistemas independientes que no tienen conectividad con otros sistemas. Los protocolos de comunicación utilizados eran estrictamente patentados en ese momento. La redundancia del sistema SCADA primera generación se logró utilizando un sistema de computadora central de respaldo conectado a todas las unidades terminales remotas y se utilizó en el caso de fallo del sistema de computadora central primaria. Algunos sistemas SCADA de primera generación fueron desarrollados como "llave en mano" las operaciones que se ejecutaban en minicomputadoras como el PDP-11 serie realizada por la *Digital Equipment Corporation*

Segunda generación: "distribuida"

Información y comando SCADA procesamiento se distribuye a través de múltiples estaciones que estaban conectados a través de una LAN. Se compartió información en tiempo casi real. Cada estación era responsable de una tarea particular, con lo que el tamaño y el coste de cada estación de menos de la utilizada en la primera generación. Los protocolos de red utilizados todavía no estaban estandarizados. Dado que los protocolos eran de propiedad, muy pocas personas fuera de los desarrolladores sabían lo suficiente para determinar qué tan seguro era una instalación SCADA. Seguridad de la instalación SCADA se suele pasar por alto.

Tercera generación: "Red"

Similar a una arquitectura distribuida, cualquier SCADA complejo se puede reducir a componentes más simples y conectados a través de protocolos de comunicación. En el caso de un diseño de red, el sistema se puede propagar a través de más de una red LAN llama una red de control de proceso (PCN, *Process Control Network*) y separados geográficamente. Varios SCADAs arquitectura distribuida que se ejecutan en paralelo, con un supervisor único e historiador, se podrían considerar una arquitectura de red. Esto permite una solución más rentable en sistemas de gran escala.

Cuarta generación: "Internet de las cosas"

Con la disponibilidad comercial de la computación en nube, sistemas SCADA han adoptado cada vez más Internet de las Cosas tecnología para reducir significativamente los costos de infraestructura y aumentar la facilidad de

mantenimiento y la integración. Como resultado los sistemas SCADA ahora pueden informar del estado en tiempo casi real y utilizar la escala horizontal disponible en entornos de nube para implementar algoritmos de control más complejas que son prácticamente factible implementar en tradicionales controladores lógicos programables.

Además, el empleo de normas abiertas protocolos de red como TLS inherentes a la Internet de las cosas, la tecnología proporciona un límite de seguridad más fácilmente comprensible y manejable que la mezcla heterogénea de protocolos de red propios típicos de muchas implementaciones SCADA descentralizados. Un ejemplo de esta tecnología es un enfoque innovador para la recolección de agua de lluvia a través de la implementación de controles en tiempo real (RTC).

Las cuestiones de seguridad

Los Sistemas SCADA que atan instalaciones junto descentralizados, como la energía, el petróleo y gasoductos y distribución de agua y sistemas de recolección de aguas residuales fueron diseñados para ser abierta, robusta y de fácil manejo y reparados, pero no necesariamente seguros. El paso de tecnologías patentadas a las soluciones más estandarizadas y abiertas, junto con el aumento del número de conexiones entre los sistemas SCADA, redes de oficinas, y el Internet ha hecho más vulnerables a los tipos de ataques de red que son relativamente comunes en la seguridad informática.

En consecuencia, la seguridad de algunos sistemas basados en SCADA ha sido cuestionada ya que son vistos como potencialmente vulnerables a los ataques cibernéticos.

En particular, los investigadores de seguridad que preocupa:

- La falta de preocupación por la seguridad y la autenticación en el diseño, implementación y operación de algunas redes SCADA existentes
- La creencia de que los sistemas SCADA tienen el beneficio de la seguridad por oscuridad mediante el uso de protocolos e interfaces especializadas de propiedad
- La creencia de que las redes SCADA son seguras ya que está protegida físicamente
- La creencia de que las redes SCADA son seguras porque están desconectados de la Internet.

Los sistemas SCADAs se utilizan para controlar y supervisar los procesos físicos, ejemplos de los cuales son la transmisión de la electricidad, el transporte de gas y aceite en las tuberías, de distribución de agua, las luces de tráfico, y otros sistemas utilizados como la base de la sociedad moderna. La seguridad de estos sistemas SCADA es importante porque el compromiso o la destrucción de estos sistemas impactarían múltiples ámbitos de la sociedad muy alejada del compromiso inicial.

Por ejemplo, un apagón causado por un sistema SCADA eléctrico comprometido podría causar pérdidas financieras a todos los clientes que recibieron electricidad de esa fuente.

Hay muchos vectores de amenazas a un sistema SCADA moderna. Una de ellas es la amenaza de acceso no autorizado al software de control, ya sea el acceso humano o cambios inducidos intencionalmente o accidentalmente por infecciones de virus y

otras amenazas de software que residen en la máquina host de control. Otra es la amenaza de acceso de paquetes a los segmentos de la red de alojamiento dispositivos SCADA. En muchos casos, el protocolo de control carece de cualquier forma de seguridad criptográfica, lo que permite a un atacante controlar un dispositivo SCADA mediante el envío de comandos a través de una red.

En muchos casos los usuarios SCADAs han asumido que haber una VPN (*Virtual Private Network*, Red Privada Virtual) ofrece protección suficiente, sin darse cuenta de que la seguridad puede ser trivialmente por alto con acceso físico a conexiones y conmutadores de red relacionados con SCADA. Los proveedores de control industriales sugieren que se acerca la seguridad SCADA como seguridad de la información con una defensa en profundidad la estrategia que aprovecha las prácticas comunes de Tecnologías de la información.

El funcionamiento fiable de los sistemas SCADA en nuestra moderna infraestructura puede ser crucial para la salud y la seguridad pública. Como tal, los ataques a estos sistemas, directa o indirectamente, pueden poner en peligro la salud y la seguridad pública.

Los investigadores reportaron 46 casos separados de interferencia externa malicioso antes de que se identificó al culpable. Los ataques fueron hechos por un ex empleado descontento de la empresa que había instalado el sistema SCADA. El ex-empleado tenía la esperanza de ser contratados por la empresa a tiempo completo para mantener el sistema.

Muchos proveedores de SCADA y productos de control han comenzado a abordar los riesgos planteados por el acceso no autorizado mediante el desarrollo de líneas de

industrial especializada firewall y VPN soluciones para redes SCADA basados en TCP/IP, así como el monitoreo SCADA externa y equipos de grabación.

La Sociedad Internacional de Automatización (ISA) comenzó a formalizar los requisitos de seguridad SCADA en 2007 con un grupo de trabajo, el GT4. GT4 se ocupa específicamente de los requisitos únicos técnicos, medidas, y otras características necesarias para evaluar y asegurar la resistencia y el rendimiento de los dispositivos de sistemas de automatización y control industrial de seguridad.

El creciente interés en las vulnerabilidades SCADA se ha traducido en los investigadores de vulnerabilidades que descubren vulnerabilidades en el software SCADA comercial y técnicas de SCADA ofensivas más generales presentadas a la comunidad de la seguridad general.

En los sistemas SCADA eléctricas y de servicios públicos de gas, la vulnerabilidad de la gran instalados la base de enlaces de comunicaciones serie cableadas e inalámbricas se trata en algunos casos mediante la aplicación de golpe-en-el-alambre dispositivos que emplean la autenticación y *Advanced Encryption Standard* cifrado en lugar de sustituir todos los nodos existentes.

En junio de 2010, la compañía de seguridad anti-virus Virus BlokAda informó la primera detección de malware que ataca a los sistemas SCADA (Siemens WinCC PCS 7/sistemas) que se ejecuta en los sistemas operativos Windows. El malware se llama *Stuxnet* y utiliza cuatro ataques de día cero para instalar un *rootkit* que en los registros se convierten en la base de datos del SCADA y roba archivos de diseño y control.

2.3 SCADA para subestaciones eléctricas

Los Sistemas SCADAs modernos proporcionan cuadros de mando dinámicos, consolidando la información histórica con datos en línea con el fin de proporcionar información significativa para los tomadores de decisiones. (Figura 7). Estas capacidades ayudan a descubrir las operaciones existentes de residuos, y son vitales para la medición y el mantenimiento de los parámetros del sistema de alimentación como DERs (*Distributed Energy Resources*, Recursos de energía distribuida) se incorpora en la mezcla de generación de energía.

La integración con sistemas ERP (*Enterprise Resource Planning*, Planificación de Recursos Empresariales) a través de bases de datos relacionales SQL (*Structured Query Language*, Lenguaje de Consulta Estructurado), permite que el sistema SCADA para comparar objetivos con el desempeño real en tiempo real, al tiempo que esta información siempre disponible para los usuarios autorizados a través de navegadores web estándar. El uso de estas características, el sistema SCADA se convierte en una herramienta importante no sólo para las operaciones diarias, sino también para las decisiones estratégicas.

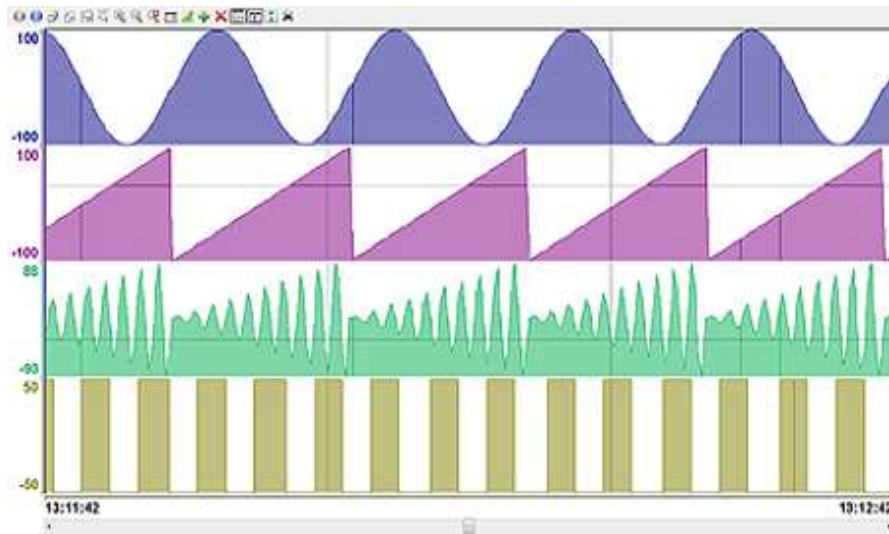


Figura 7. Visualización de datos para un análisis y detección de problemas

Fuente: Instrumentación y Control (2012)

2.3.1 Arquitectura del sistema

Los Sistemas SCADA son sistemas implementados para el control, supervisión y adquisición de data de los equipos de campo, es la implementación de estos sistemas el punto final de la automatización, pues con la ayuda de software SCADA se puede integrar cada uno de los dispositivos (IED's).

La principal funcionalidad de los Sistemas SCADA es brindar a los operadores una herramienta fácil y amigable diseñada sobre plataformas conocidas como Windows o Linux, desde el cual puedan ayudar a desempeñar mejor las labores de los operadores y lograr almacenar la información de las medidas, maniobras o incidencias de un largo periodo de tiempo. Dentro de la arquitectura del sistema SCADA, se tienen 3 niveles:

- **Nivel 1 Dispositivos de campo.-** Cada dispositivo electrónico (relé, metro, PLC, etc.) tiene una memoria interna para almacenar parte o la totalidad de los siguientes

datos: valores analógicos, los cambios de estado, la secuencia de los acontecimientos, y calidad de la energía. Estos datos se almacenan típicamente en una FIFO (primero en entrar, primero en salir) de cola y varían en el número de eventos, etc., mantenida.

- **Nivel 2 Subestación Concentrador de Datos.**- El concentrador de datos de la subestación debe sondear cada dispositivo (tanto electrónicos y otros) de los valores y los cambios de estado análogo a tasas de recogida de datos consistentes con el sistema SCADA de la utilidad (por ejemplo, puntos de estado cada 2 s, de líneas de enlace y generador análogos cada 2 s, y permaneciendo valores analógicos cada 2 a 10 s.). El concentrador de datos subestación debe mantener una base de datos local.

- **Nivel 3 Sistema SCADA/Data Warehouse.**- Todos los datos necesarios para fines operativos debe ser comunicada al sistema SCADA a través de un enlace de comunicación desde el concentrador de datos. Todos los datos necesarios para fines no operacionales deben ser comunicados al almacén de datos a través de un enlace de comunicación desde el concentrador de datos. Un almacén de datos es necesario para soportar una arquitectura de computadora central o cliente-servidor de intercambio de datos entre el sistema y los usuarios corporativos a través de WAN corporativa (red de área amplia). Esta configuración proporciona a los usuarios la información puesta al día y elimina la necesidad de esperar a que el acceso mediante una sola línea de comunicaciones en el sistema, como el teléfono de acceso telefónico a través de un módem.

- **Subestación del Procesador.**- El procesador principal subestación debe ser basado en estándares de la industria y una fuerte capacidad de redes, como Ethernet, TCP/IP,

UNIX, Windows 2000 o XP, Linux, etc. También debe ser compatible con una arquitectura abierta, sin interfaces o productos de esta naturaleza. Una base de datos relacional aceptada por la industria (RDB) con el lenguaje estructurado de consultas (SQL) y capacidad de computación en toda la empresa debe ser apoyada. El proveedor RDB debe proporcionar capacidades de replicación para apoyar una base de datos redundante o copia de seguridad.

- **Subestación LAN** - La subestación LAN debe cumplir con los estándares de la industria para permitir la interoperabilidad y el uso de dispositivos *plug-and-play*. Los principios de arquitectura abierta se deben seguir, incluyendo el uso de protocolos estándar de la industria (por ejemplo, IEEE 802.x (Ethernet)). La tecnología LAN empleada debe ser aplicable al entorno de la subestación y facilitar la interconexión con equipos de nivel de proceso (IEDs, PLCs) mientras que proporciona inmunidad y el aislamiento a la subestación de ruido.

- **Interfaz de usuario.**- La interfaz de usuario en la subestación debe ser un diseño intuitivo para asegurar uso eficaz del sistema con la confusión mínima. Una jerarquía de imágenes eficiente permitirá que todas las actividades esenciales que se deben realizar desde unas pocas pantallas. Es fundamental para reducir al mínimo o, mejor aún, eliminar la necesidad de escribir. Debe haber una apariencia común establecida para todas las pantallas. Una biblioteca de símbolos estándar debería ser usada para representar aparato de poder subestación en pantallas gráficas. De hecho, esta biblioteca se debe establecer y utilizar en todas las subestaciones y coordinado con otros sistemas en la utilidad, como el sistema de distribución de SCADA, el sistema

de gestión de la energía, el sistema de información geográfica (SIG), el sistema de gestión de llamadas de averías, etc.

* **Interfaces Comunicaciones** - No son interfaces a los IED de subestación para la adquisición de datos, determinar el estado de funcionamiento de cada IED, apoyar todos los protocolos de comunicación utilizados por los IED, y soportan protocolos estándar están desarrollando. Puede haber una interfaz con el sistema de gestión de energía (EMS) que permite a los operadores de sistemas de vigilancia y control de cada subestación y el SME para recibir datos de la integración de la subestación y sistema de automatización en diferentes periodicidades. Puede haber una interfaz con el sistema de gestión de la distribución con las mismas capacidades que la interfaz SME.

* **Data Warehouse** - El almacén de datos corporativa permite a los usuarios acceder a los datos de la subestación, manteniendo un cortafuegos a la subestación de funciones de control y operación. Se necesita tanto de datos operacionales y no operacionales en el almacén de datos. Para cambiar el tamaño del almacén de datos, la utilidad debe determinar quiénes son los usuarios de los datos del sistema de automatización de subestaciones son, la naturaleza de su aplicación, el tipo de datos que necesita, con qué frecuencia se necesitan los datos, y la frecuencia de actualización requiere para cada usuario.

***Fundamentos de Protocolo.**- Un protocolo de comunicación permite la comunicación entre dos dispositivos. Los dispositivos deben tener el mismo protocolo (y versión) implementado. Cualquier diferencia de protocolo resultará en errores de comunicación. La integración de la subestación y la arquitectura de

automatización deben permitir que los dispositivos de diferentes proveedores para comunicarse (interoperar) utilizando un protocolo estándar de la industria. La utilidad tiene la flexibilidad de elegir los mejores dispositivos para cada aplicación, siempre que los proveedores han diseñado sus dispositivos para lograr una funcionalidad completa con el protocolo.

Consideraciones Protocolo - Hay dos capacidades de una utilidad considere para un IED. La capacidad principal de un IED son sus capacidades independientes, tales como la protección del sistema de energía de un relé de IED.

Los datos operativos, también llamadas de control de supervisión y adquisición de datos de datos (SCADA), son valores instantáneos de puntos analógicos y de estado del sistema de potencia, tales como tensión, intensidad, MW, MVAR, estado del interruptor automático, posición del interruptor.

Estos datos son de tiempo crítico y se utiliza para supervisar y controlar el sistema de energía (por ejemplo, la apertura de los interruptores automáticos, cambio de ajustes de toma, indicación de fallas en los equipos, etc.). Los datos no operativos consta de archivos y formas de onda como resúmenes de eventos, reportes de eventos oscilográficos o eventos secuenciales registros, además de los puntos SCADA como (por ejemplo, el estado y los puntos analógicos) que tienen un estado lógico o un valor numérico. Estos datos no se necesitan por los operadores SCADAs para supervisar y controlar el sistema de alimentación.

Capítulo 3. Propuesta de SCADA para Subestación Eléctrica

El siguiente capítulo, describe el proyecto de monitoreo para una subestación eléctrica de 69/13.8 kV, previamente se declaran los alcances de este tipo de propuesta

La automatización de subestaciones eléctricas dentro de la industria, es un área de rápido aumento de interés y beneficio, la automatización de subestaciones va más allá del SCADA tradicional para proporcionar capacidad adicional y la información que puede mejorar aún más las operaciones y el mantenimiento, aumentar la eficiencia del sistema y del personal.

Las aplicaciones y datos de interés pueden incluir el acceso remoto a los dispositivos electrónicos inteligentes IED/puertos de configuración del relé, formas de onda de datos de eventos, información de diagnóstico, vídeo para la evaluación de estado de seguridad o equipos, medición, conmutación, gestión y otros.

Los relés basados en microprocesador y otros dispositivos inteligentes proporcionan una flexibilidad sin precedentes y una rica funcionalidad que, a su vez, proporcionan análisis de monitoreo de costos bajos y diagnóstico de fallos eléctricos en la red eléctrica. Muchos IEDs más recientes proporcionan interfaces de red opcionales como protocolo de red distribuida DNP 3.0 sobre protocolo de control de transmisión TCP/ IP.

Además, más utilidades están ganando acceso a las comunicaciones basadas en fibra óptica en algunos lugares de la subestación. Incluso más utilidades están implementando soluciones de comunicación inalámbrica IP para subestaciones. Las

redes IP a subestaciones pueden mejorar en gran medida las posibilidades y beneficios tales como datos del equipo principal condición, las estadísticas de fallas, y datos útiles para el mantenimiento preventivo de equipos de automatización de subestaciones.

El diseño de una arquitectura de automatización de subestaciones asegura el acceso remoto, monitoreo SCADA y control, grabación de eventos y estos aspectos siguientes:

- La selección del mejor RTU o concentrador de datos para su subestación
- El desarrollo de un caso de negocio para la automatización de subestaciones
- La evaluación de los sistemas existentes y el desarrollo de estrategias para migrar a nuevas aplicaciones y tecnologías
- El diseño de una solución global para integrar equipos de la subestación con los sistemas de comunicación y aplicaciones de cabecera
- Especificación de diseños detallados y ayudando seleccione todos los equipos de dispositivos inteligentes, servidores de la subestación, unidades terminales remotas (RTU), conmutadores de red, cortafuegos, redes de área amplia, aplicaciones de cabecera, y otros
- Estimación de los impactos sobre los recursos de personal utilidad durante la ejecución y posterior a la ejecución
- Ayudar con la configuración, integración y control de la solución

Bajo este preámbulo de alcance e impacto técnico, es vital conocer y aplicar las siguientes normas (CONSULSUA, 2014) que CONELEC ha aprobado, estas son:

- Sistema de puesta a tierra.

- IEEE STD 80 (2000) Guide for Safety in AC Substation Grounding.
- IEEE STD 142-1991 Recommended Practice for Grounding of industrial and comercial Power System.
- Coordinación de Aislamiento.
- IEEE STD 1427-2006 (IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances).
- IEEE STD 1119 – 1996.
- Diseño de sistemas auxiliares de Corriente Directa.
- IEEE 485-1997 Recommended practice for Sizing Lead - Acid Batteries for stationary applications.
- Memoria de estructuras metálicas.
- Cálculos estructurales con el programa SAP.
- Memoria de Tablero de Control y Protección.
- Diseño de tableros de patio, de control.
- Medición Neta Comercial.
- En base a la normativa actual de CNEL.

Otras referencias utilizadas

- NFPA 70. Código Nacional Eléctrico NEC 2002.
- IEEE C2-2002. Código Nacional Eléctrico de Seguridad NESC.

- ANSI/IEEE980-1987. Guía para el control de derrames de aceite en Subestaciones.
- IEEE 1119/1988. Guía para distancias mínimas de seguridad al cerramiento en Subestaciones.
- ELECTRIC POWER SUBSTATION ENGINEERING (By John D. McDonald).
- Subestaciones de Alta y Extra Alta Tension. 2 edición Mejia Villegas.
- IEEE Std 979-2004 Guide Substationfire
- Design Guide forSubstation.- Recopilación de boletines IEEE.

Sobre los diagramas y planos es importante obtener:

Planos:

- Diagrama Unifilar
- Planos de disposición de equipos.
 - Vista Lateral.
 - Vista de Planta.
 - Implantación General
- Planos de estructuras metálicas.
 - Detalle de estructuras para 69 kV.
 - Detalle de estructuras para Transformadores de Potencial.
- Plano del sistema de puesta a tierra.

- Plano de ductería de Control y Fuerza

- Planos del Cuarto de Control eléctrico
 - Dimensiones y detalles de instalaciones eléctricas.

- Planos de sistemas auxiliares AC.
 - Tableros de distribución.

 - Diagrama unifilares.

3.1 Diseño SCADA en subestación 5 MVA, 69/13.8 kV

Se realiza una visita técnica al sitio, es decir donde se encuentra la Subestación Eléctrica SE.



Figura 8. Imagen de una subestación eléctrica 69 kV

Fuente: el autor

El siguiente paso es diseñar su diagrama unifilar, en la figura 9, se muestra el diagrama unifilar de la SE de 69 Kv.

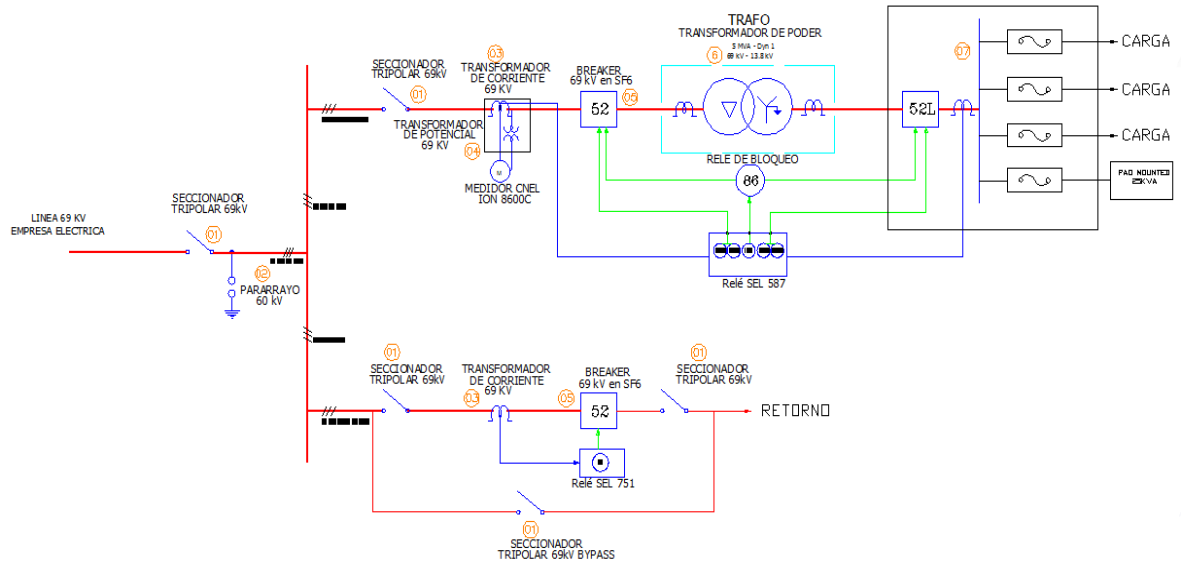


Figura 9. Diagrama Unifilar de SE. 69 kV

Fuente: el autor

El ingreso se hará desde la línea de la Empresa Eléctrica (CNEL), a través de tres puentes aéreos que se conectarán al seccionador tripolar a 69 KV, montado en el Castillo.

Este seccionador servirá para alimentar la barra de 69 KV, de la misma saldrán dos alimentadoras un principal y una secundaria.

De la alimentadora principal se alimentara el trasformador de poder a través de un seccionador tripolar de 69 KV y de conexiones en los transformadores de corriente, transformadores de potencial y *breaker* de poder 69 kV.

La alimentadora secundaria servirá como retorno de la Línea de 69 KV. Dicho retorno será a través de dos seccionadores, además de conexiones entre transformadores de corriente y un *breaker* de poder de 69 KV. Además consta de un seccionador *bypass* que garantiza la continuidad de servicio ante cualquier mantenimiento o eventualidad en el *Breaker* de Poder de 69 KV.

Vista Superior

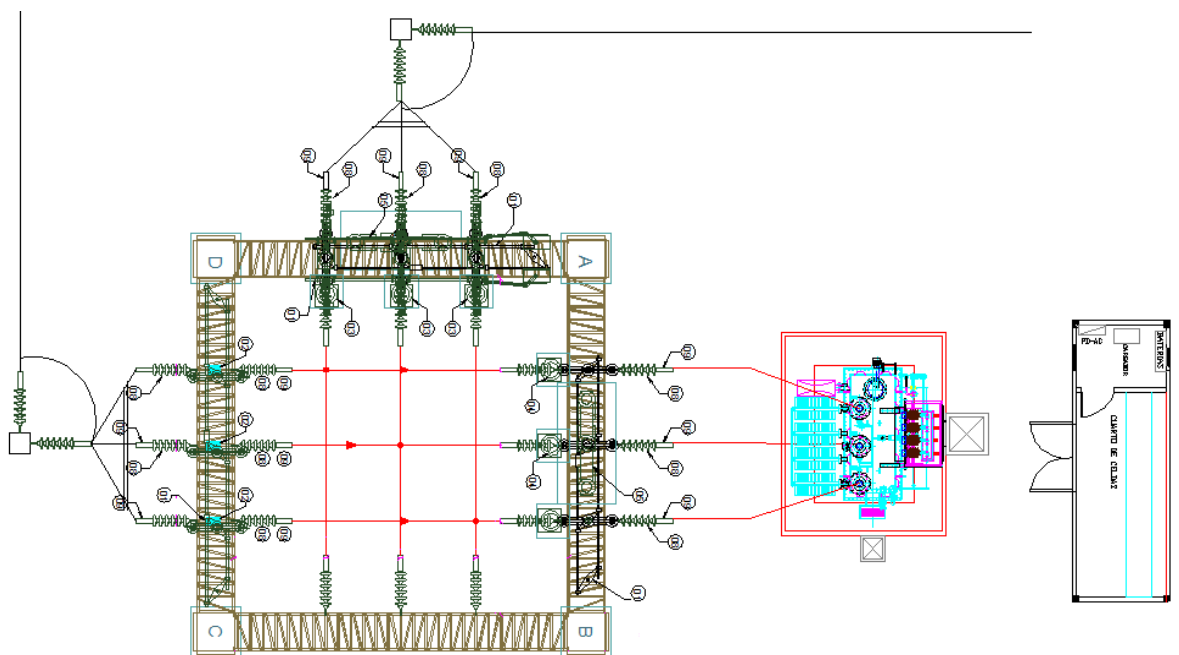


Figura 10. Vista Superior de la SE 69kV

Fuente: el autor

En la vista superior de la subestación podemos apreciar el pórtico o castillo estructural de la misma donde se observa la ubicación de los seccionadores tripolares, correspondientes a la línea de entrada, línea de retorno y alimentador principal hacia el lado de alta del transformador de poder de 5 MVA.

Vista Lateral

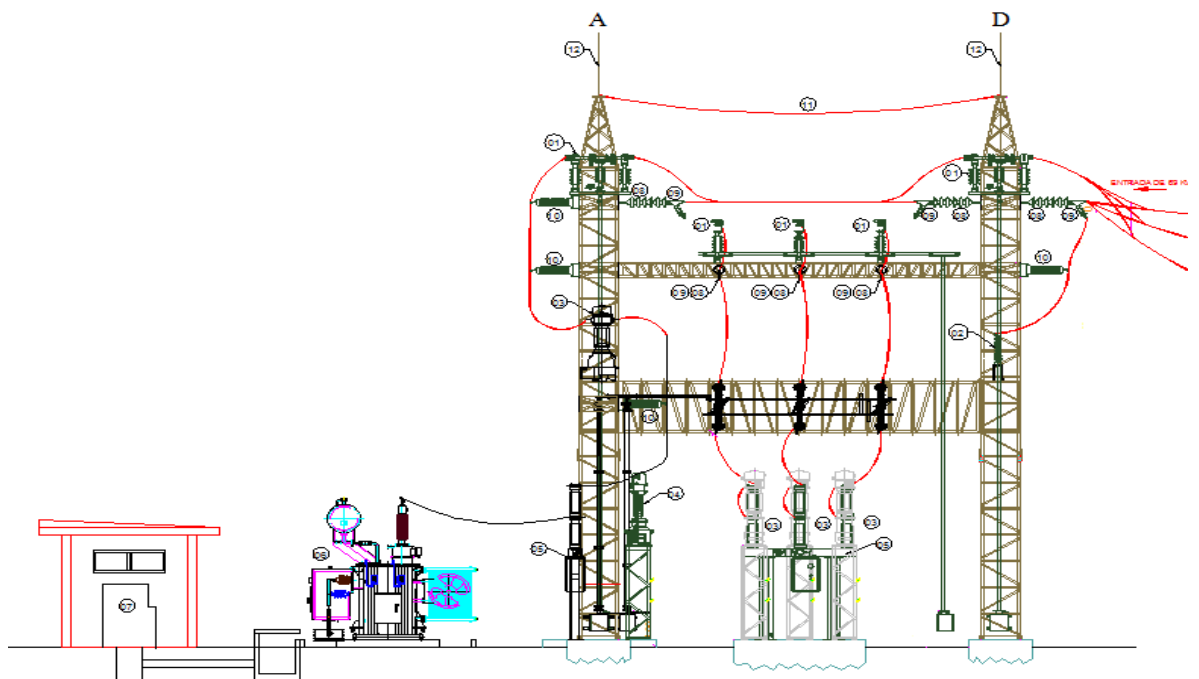


Figura 11. Vista lateral de SE. 69 kV

Fuente: el autor

En la vista lateral se puede apreciar de mejor manera la disposición de los equipos, desde la entrada de 69 KV con el respectivo conexionado entre los seccionadores tripolares y el resto de equipos hasta llegar al *Breaker* o interruptor en SF6 de retorno a la línea y al *Breaker* o interruptor en SF6 del transformador de poder.

Del lado de baja del transformador se conectara mediante vía subterránea las celdas de media tensión y los tableros de protección ubicados en el cuarto de control.

3.2 Descripción de Componentes del SCADA

Se describe el sistema de supervisión y monitoreo de la Subestación Eléctrica de 5 MVA. El sistema permite operaciones de monitoreo y control del interruptor de la línea de 69KV del transformador que va hacia las celdas de media tensión y del interruptor de la línea de retorno de 69KV.

Incluye monitoreo de todos los seccionadores de 69Kv y monitoreo de todos los IEDs (Relés SEL y Medidor ION).

Equipos de Protecciones

Para el presente diseño SCADA se ha recomendado o se ha propuesto utilizar equipos de protección de la marca Americana SEL.

1 SEL-751 (Relé de protección de Sobre corriente) el cual es un relé electromagnético sin retardo o instantáneo que reacciona ante una sobre intensidad de corriente, por ejemplo, un cortocircuito

1 SEL-587 (Relé de corriente Diferencial) con mayores características de protección que el de Sobre corriente, requerido para el equipo más importante de la subestación, el transformador de poder.

De estos equipos se obtendrá toda la información de protecciones, estados y operación de los interruptores a través de comunicación propia del fabricante (protocolo SEL) con el equipo concentrador de datos SEL 3530-4.

Como parte del diseño de un sistema SCADA también se encuentran los equipos de comunicación, de igual manera se recomienda utilizar la misma marca que los equipos de protección, SEL.

- SEL-3530-4 (RTAC)
- SEL-2730M (SWITCH)
- SEL-2401 (GPS)
- SEL-2440 (DPAC)

EQUIPO CONCENTRADOR RTAC CEL 3530-4

En plataforma de automatización es ideal para concentración de datos, conversión de protocolos, datos de sistema SCADA o esquemas de automatización de distribución altamente inteligentes que optimizan la confiabilidad y la eficiencia de todo el sistema.

Con este equipo RTAC, se logra el seguro punto de acceso a su subestación o planta usando autenticación central LDAP, autenticación local de usuario basada en función, registros de acceso y seguro acceso de ingeniería. Esto incrementa la seguridad de su sistema y ayuda a cumplir con los estándares regulatorios.

Se puede diseñar con rapidez un sistema integrado de automatización que incluya conversión de protocolos, comunicaciones SCADA, sincro-fasores, sincronización de hora, administración de datos y lógica programable. El RTAC está diseñado y probado para cumplir o exceder la norma IEEE 1613 y las especificaciones para relés de protección para ambientes severos y para soportar vibración, sobretensiones eléctricas, transitorios rápidos y temperaturas extremas.

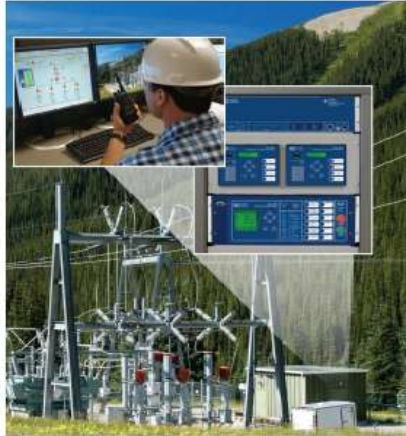


Figura 12. Concentrador RTAC 3530-4

Fuente: Ceilinc (2014)

En la siguiente figura se muestra un esquema de conexión entre el concentrador de señales SEL 3530-4 con componente de infraestructura de una subestación eléctrica.

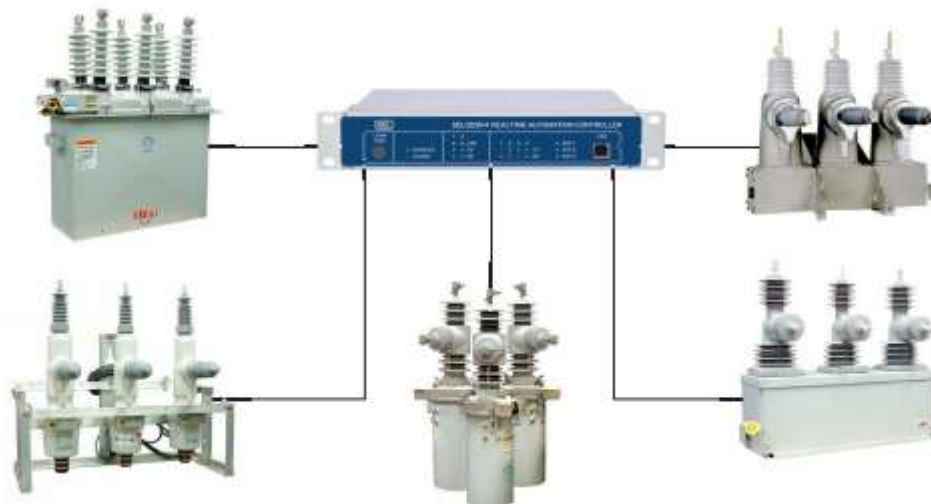


Figura 13. Conexión del SEL 3530-4 Concentrador de datos/Controlador

Fuente: Ceilinc (2014)

RELÉS DE PROTECCIONES

El relé de protección de alimentador es útil en aplicaciones de sobrecorriente direccional, localización de fallas, detección de arco voltaico y detección de fallas de alta impedancia. Las flexibles y rápidas configuraciones del SEL-751 permiten protección del alimentador de plantas industriales y empresas suministradoras de energía.



Figura 14. Relé de Protección SEL 751

Fuente: Ceilinc (2014)

El SEL-751 proporciona una protección completa de alimentador, con elementos de sobrecorriente, sobrevoltaje, energía direccional, derramamiento de carga y frecuencia. Integra con rapidez en comunicaciones seriales o Ethernet con protocolos IEC-61850, MIRRORRED BITS[®], DeviceNet[™], Modbus[®], DNP3 y otros.

Se pueden utilizar:

- 1 SEL-751 (Relé de protección de Sobrecorriente)
- 1 SEL-587 (Relé de corriente Diferencial)

De estos equipos se obtendrá toda la información de protecciones, estados y operación de los interruptores a través de comunicación propia del fabricante (protocolo SEL) con el equipo concentrador de datos SEL 3530-4.

EQUIPOS DE COMUNICACIÓN

- 1 SEL-2730M (SWITCH)
- 1 SEL-2401 (GPS)
- 1 SEL-2440 (DPAC)

El Switch SEL-2730M viene con 24 puertos Ethernet, y 4 puertos SFP sin transceivers, los cuales en caso de necesitarlos deben ser considerados por el cliente.

El GPS SEL-2401 servirá para dar el tiempo real al concentrador de datos. Este será conectado con el RTAC a través de IRIG B.

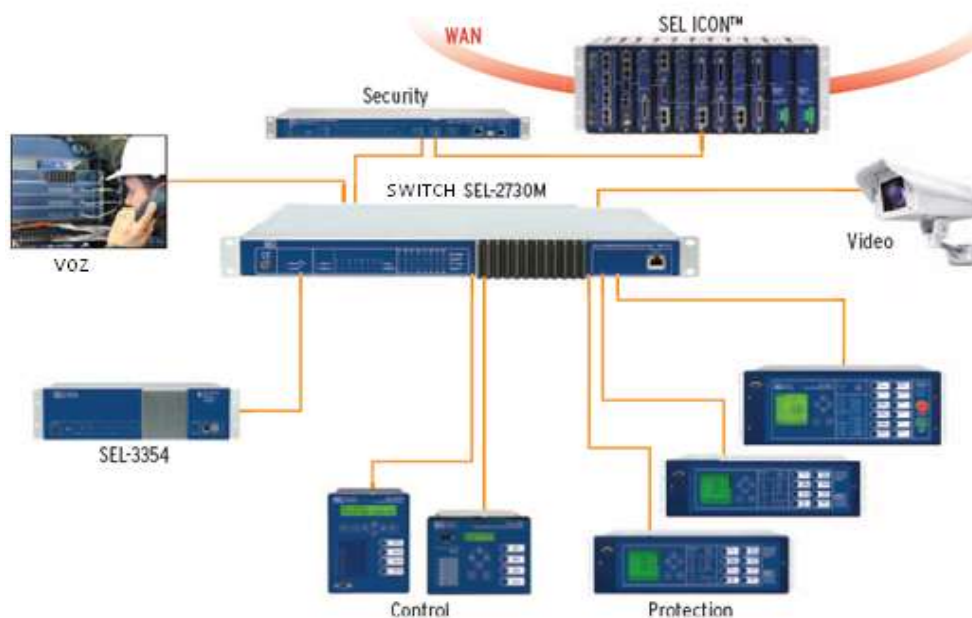


Figura 15. Esquema de conexión de Switch SEL-2730

Fuente: Ceilinc (2014)

El Módulo de entradas/salidas SEL 2440 se integrará al sistema mediante comunicación DNP 3.0 vía Ethernet.

EQUIPO DE MEDICION

- 1 ION 8650A

A través de este medidor se recibirán todas las señales analógicas de voltajes, corriente, potencia y consumo de energía a 69kV.

El medidor ION 8650A se comunicará por medio de Ethernet con DNP 3.0 con el RTAC.

Finalmente todas estas señales son agrupadas y configuradas en un servidor de datos usando el protocolo DNP 3.0. Via Ethernet, para así de este modo, el cliente pueda acceder a todas las señales de la subestación mediante cualquier SCADA a través de este medio.

Protocolo DNP3

El protocolo DNP3 presenta importantes funcionalidades que lo hacen más robusto, eficiente y compatible que otros protocolos más antiguos, tales como Modbus, con la contrapartida de resultar un protocolo mucho más complejo.

DNP3 es un protocolo de tres capas o niveles según el modelo OSI: nivel de enlace (Data Link Layer), Nivel de Aplicación (Application Layer), y un tercer nivel de Transporte (Transport Layer) que realmente no cumple con todas las especificaciones del modelo OSI, y por lo cual se suele denominar pseudo-nivel de Transporte. Por este motivo suele referirse a él como un protocolo de dos capas o niveles.

El formato de trama utilizado está basado en el FT3 recogido en las especificaciones IEC 60870-5 (es una redefinición de este formato, no una implementación idéntica), y hace uso de la Comprobación de Redundancia Cíclica (CRC) para la detección de errores.

La estructuración en capas o niveles, sigue el siguiente esquema:

Los mensajes a nivel de aplicación son denominados Fragmentos. El tamaño máximo de un fragmento está establecido en 1024 bytes.

Los mensajes a nivel de transporte son denominados Segmentos.

Los mensajes a nivel de enlace son denominados Tramas. El tamaño máximo de una trama DNP3 es de 292 bytes.

Cuando se transmiten datos, estos sufren las siguientes transformaciones al pasar por las diferentes capas:

Los datos se encapsulan en fragmentos a nivel de aplicación.

El nivel de transporte es el encargado de adaptar los Fragmentos para poder encapsularlos en tramas (nivel de enlace), para lo cual, secciona el mensaje del nivel de aplicación si es necesario, y les agrega la cabecera de transporte, formando de este modo los segmentos.

En el nivel de enlace, los segmentos recibidos del nivel de transporte son empaquetados en tramas, para lo cual se les añade a estos una cabecera de enlace, y además, cada 16 bytes un CRC de 2 bytes.

Cuando se reciben datos, las transformaciones se suceden de la siguiente forma:

El nivel de enlace se encarga de extraer de las tramas recibidas los Segmentos que son pasados al nivel de transporte.

El nivel de transporte lee la cabecera de los segmentos recibidos del nivel de enlace, y con la información obtenida extrae y compone los fragmentos que serán pasados al nivel de aplicación.

En el nivel de aplicación los fragmentos son analizados y los datos son procesados según el modelo de objetos definido por las especificaciones del estándar.

3.3 Diseño de la arquitectura

El siguiente paso es diseñar una arquitectura de comunicación con los equipos descritos anteriormente.

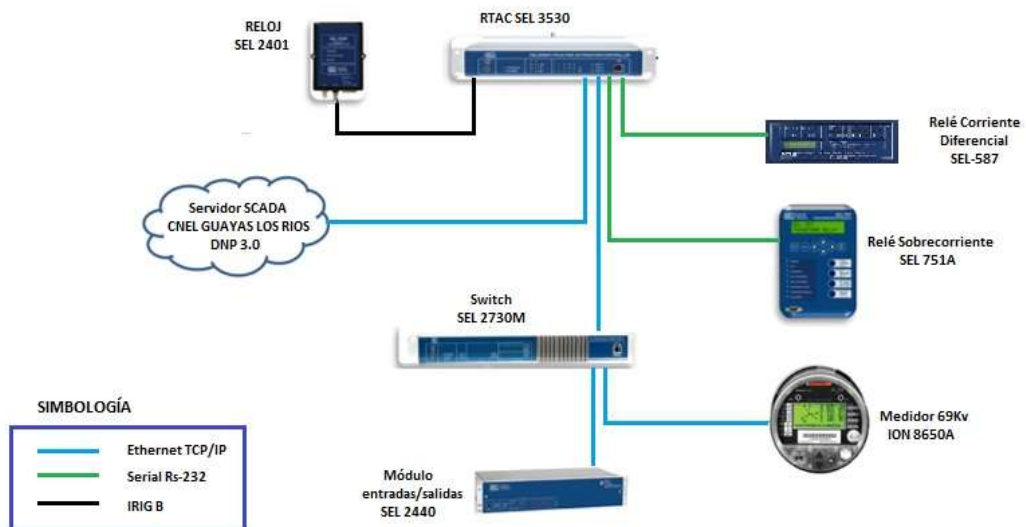


Figura 16. Arquitectura para SCADA en subestación eléctrica

Fuente: el autor

3.3.1 Direcciones IP y detalles de los equipos

La siguiente tabla especifica las direcciones IP, de máscara, del Gateway o puerta de enlace, así como la interface con el software SEL, se detalla el modelo del dispositivo SEL, series.

Tabla 1. Especificaciones para Software SCADA

SUBESTACIÓN							
N.	IED	UBICACIÓN	IP	MASCARA	GATEWAY	SERIE	PART NUMBER
1	SEL 3530 (RTAC)	RACK	181.39.14.62	255.255.255.248	181.39.14.61	1142320111	353043B0X1311X0XXXXXX
2	SEL 2440 (DPAC)	RACK	181.39.14.58	255.255.255.248	181.39.14.57	1142300082	24402311A1A11640
3	ION 8650 (MEDIDOR)	RACK	186.101.112.42	255.255.255.248	186.101.112.41		
4	SEL 2730 (SWITCH)	RACK	NONE	NONE	0.0.0.0	1142310043	2730M0ARAX1113AAAAAX0
5	NANOSTATION M5 - 1	POSTE SE	192.168.1.20	255.255.255.0	0.0.0.0		
6	NANOSTATION M5 - 2	TORRE	192.168.1.21	255.255.255.0	0.0.0.0		

Fuente: el autor

3.3.2 Configuración de Equipo RTAC

El RTAC es un concentrador de datos, el cual integra las señales de todos los IEDs por medio de comunicación. Este concentrador RTAC SEL 3530 con sus módulos se integra también con el Servidor OPC, que es una interfaz que comunica por un lado con una o más estructura de un SCADA, cabe indicar que las comunicaciones con el software de adquisición de datos, se lo hace en tiempo real.

Este equipo se configura con el software SEL AcSelerator RTAC, el cual para ingresar se necesita un usuario y clave, que lo solicitan al inicio:

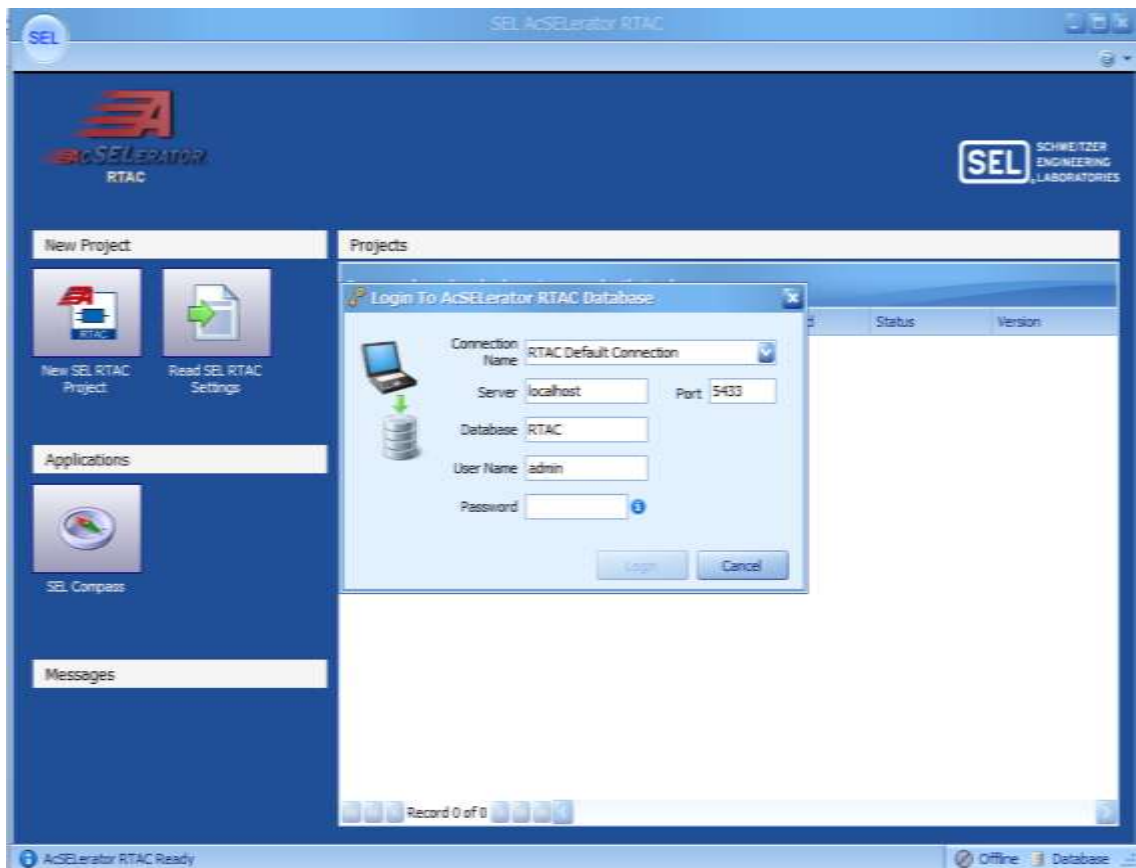


Figura 17. Representación de ingreso al software SEL

Fuente: el autor

Donde:

Username: admin

Password: TAIL

Al ingresar, salen todos los proyectos que estén en la computadora donde se encuentra instalado el software, en caso de realizar una lectura al RTAC para entrar a la configuración de la misma y se genere un proyecto, se debe dar click en *Read SEL RTAC Settings*.

Se le pedirá un usuario y clave del RTAC las cuales son:

RTAC Address: 181.39.14.62

Username: RVITE

Password: Scada-2014

A continuación se muestra la pantalla donde debe ingresar esos datos:



Figura 18. Ingreso al Software SEL.

Fuente: el autor

Al RTAC se le configuró un servidor DNP 3.0. Esta es configuración primordial para realizar una conexión con un SCADA.

La configuración realizada es:

Tabla 2. Datos para configurar el servidor DNP 3.0

AJUSTE	VALOR	RANGO	DESCRIPCIÓN
COMMUNICACIÓN			
Server IP Port	20003	23,1024-65534	The IP port that RTAC monitors for incoming DNP requests.
Transport Protocol	TCP	TCP,UDP	Use TCP or UDP as the ethernet transport protocol.
FECHA-HORA			
UTC Offset	0	-720 to 840 minutes	(minutes) Local Time offset from Universal Time
DST Enabled	False	True,False	Enable Daylight Savings Time
DNP			
Server DNP Address	1	0-65519	DNP source address. The local address of this RTAC server session. Addresses 65520-65535 are reserved for broadcast.
Client DNP Address	0	0-65534	DNP destination address. The address of the remote client polling this RTAC.
Allow Anonymous DNP IP Clients	True	True,False	If set to FALSE, the 'Client IP Address' setting must be set to a valid IP Address.
Client IP Addresses		Valid IPv4 Address	IP addresses of up to 10 remote DNP client connections allowed to communicate with this RTAC server connection.
Allow Unsolicited Messages	True	True,False	Set to TRUE to allow the DNP Client to enable / disable unsolicited messaging through DNP Functions 20 and 21. This setting is the same as POU PIN Allow_Client_Control_Of_Unsolicited_Messaging_Fcn_20_21
Unsolicited Messaging Retries	3	2 - 10	Number of retries that will be attempted after a failed unsolicited message transmission to the DNP Client.
Map Name	None	Valid Map Name	The name of the map

Fuente: el autor

3.1.4 Mapa de Variables DNP 3.0

Con el propósito de disponer de las señales de supervisión y control para la coordinación de operación en tiempo real por parte del centro de control de CNEL GUAYAS, LOS RIOS, el RTAC Server dispone del siguiente protocolo: **DNP (Distributed Network Protocol) 3.0**

A continuación se detalla el Mapa de Variables DNP: Los Puntos DNP de Estados Digitales

Tabla 3. Datos de Puntos DNP

NOMBRE	PUNTO DNP3	VAR. OBJ. 1	VAR. OBJ. 2	CLASE DE EVENTO
SEL_587_50	0	2	2	1
SEL_587_50N1T	1	2	2	1
SEL_587_50N2T	2	2	2	1
SEL_587_50P1T	3	2	2	1
SEL_587_50P2T	4	2	2	1
SEL_587_50Q1T	5	2	2	1
SEL_587_50Q2P	6	2	2	1
SEL_587_51	7	2	2	1
SEL_587_51N1P	8	2	2	1
SEL_587_51N1R	9	2	2	1
SEL_587_51N1T	10	2	2	1
SEL_587_51N2T	11	2	2	1
SEL_587_51P1T	12	2	2	1
SEL_587_51P2T	13	2	2	1
SEL_587_51Q1T	14	2	2	1
SEL_587_87	15	2	2	1
SEL_587_87BL	16	2	2	1
SEL_587_87R	17	2	2	1
SEL_587_87R1	18	2	2	1
SEL_587_87R2	19	2	2	1
SEL_587_87R3	20	2	2	1
SEL_587_87U	21	2	2	1
SEL_587_87U1	22	2	2	1

SEL_587_87U2	23	2	2	1
SEL_587_87U3	24	2	2	1
SEL_587_A	25	2	2	1
SEL_587_ALARM	26	2	2	1
SEL_587_B	27	2	2	1
SEL_587_C	28	2	2	1
SEL_587_CC1	29	2	2	1
SEL_587_CC2	30	2	2	1
SEL_587_EN	31	2	2	1
SEL_587_IN1	32	2	2	1
SEL_587_IN2	33	2	2	1
SEL_587_N	34	2	2	1
SEL_587_TRP1	35	2	2	1
SEL_587_TRP2	36	2	2	1
SEL_587_TRP3	37	2	2	1
SEL_751A_CC	38	2	2	1
SEL_751A_ENABLED	39	2	2	1
SEL_751A_IN101	40	2	2	1
SEL_751A_IN102	41	2	2	1
SEL_751A_IN301	42	2	2	1
SEL_751A_IN302	43	2	2	1
SEL_751A_IN303	44	2	2	1
SEL_751A_IN304	45	2	2	1
SEL_751A_IN305	46	2	2	1
SEL_751A_IN306	47	2	2	1
SEL_751A_IN307	48	2	2	1
SEL_751A_IN308	49	2	2	1
SEL_751A_IN401	50	2	2	1
SEL_751A_IN402	51	2	2	1
SEL_751A_IN403	52	2	2	1
SEL_751A_IN404	53	2	2	1
SEL_751A_IN405	54	2	2	1
SEL_751A_IN406	55	2	2	1
SEL_751A_IN407	56	2	2	1
SEL_751A_IN408	57	2	2	1
SEL_751A_IN501	58	2	2	1
SEL_751A_IN502	59	2	2	1
SEL_751A_IN503	60	2	2	1
SEL_751A_IN504	61	2	2	1
SEL_751A_IN505	62	2	2	1
SEL_751A_IN506	63	2	2	1

SEL_751A_IN507	64	2	2	1
SEL_751A_IN508	65	2	2	1
SEL_751A_PB1A_LED	66	2	2	1
SEL_751A_PB1B_LED	67	2	2	1
SEL_751A_PB2A_LED	68	2	2	1
SEL_751A_PB2B_LED	69	2	2	1
SEL_751A_PB3A_LED	70	2	2	1
SEL_751A_PB3B_LED	71	2	2	1
SEL_751A_PB4A_LED	72	2	2	1
SEL_751A_PB4B_LED	73	2	2	1
SEL_751A_T01_LED	74	2	2	1
SEL_751A_T02_LED	75	2	2	1
SEL_751A_T03_LED	76	2	2	1
SEL_751A_T04_LED	77	2	2	1
SEL_751A_T05_LED	78	2	2	1
SEL_751A_T06_LED	79	2	2	1
SEL_751A_TRIP	80	2	2	1
SEL_751A_TRIP_LED	81	2	2	1
RES_DES_69	82	2	2	1
CEL_CAR_13	83	2	2	1
SF6_BAJO_INT_TR	84	2	2	1
SF6_BLOQ_INT_TR	85	2	2	1
ACEI_MAX_TR	86	2	2	1
ACEI_MIN_TR	87	2	2	1
ACEI_80C_TR	88	2	2	1
TEMP_DEV_TR	89	2	2	1
GAS_TR	90	2	2	1
PRES_TR	91	2	2	1
IN211	92	2	2	1
SF6_BLOQ_INT_RET	93	2	2	1
SF6_BAJO_INT_RET	94	2	2	1
SECC_89A13_A	95	2	2	1
SECC_89A13_B	96	2	2	1
SECC_89A23_A	97	2	2	1
SECC_89A23_B	98	2	2	1
SECC_89A24_A	99	2	2	1
SECC_89A24_B	100	2	2	1
SECC_89A21_A	101	2	2	1
SECC_89A21_B	102	2	2	1
SECC_89A33_A	103	2	2	1
SECC_89A33_B	104	2	2	1

SECC_89TA13_A	105	2	2	1
SECC_89TA13_B	106	2	2	1

Fuente: el autor

Tabla 4. Datos de Puntos DNP de Control

Nombre	Punto DNP3
MAP_DNP.BRK1_587.operTrip	0
MAP_DNP.BRK1_587.operClose	0
MAP_DNP.BRK2_587.operTrip	1
MAP_DNP.BRK2_587.operClose	1
MAP_DNP.BRK_751A.operTrip	2
MAP_DNP.BRK_751A.operClose	2

Fuente: el autor

Tabla 5. Datos de Puntos DNP de Contadores

Nombre	Punto DNP3	Variación Objeto 20	Clase de Evento
MAP_DNP.kWhDel	0	6	0
MAP_DNP.kWhRec	1	6	0
MAP_DNP.kWhDelmasRec	2	6	0
MAP_DNP.kWhDelmenosRec	3	6	0
MAP_DNP.kVARhDel	4	6	0
MAP_DNP.kVARhRec	5	6	0
MAP_DNP.kVARhDelmasRec	6	6	0
MAP_DNP.kVARhDelmenoRec	7	6	0
MAP_DNP.kVAhDel	8	6	0
MAP_DNP.kVAhRec	9	6	0
MAP_DNP.kVAhDelmasRec	10	6	0
MAP_DNP.kVAhDelmenosRec	11	6	0

Fuente: el autor

Tabla 6. Datos de Puntos DNP analógicos

NOMBRE	PUNTO DNP3	VAR. OBJ. 30	VAR. OBJ. 32	CLASE DE EVENTO	DEADBAND
SEL_587_I0_1_Mag	0	4	4	2	2
SEL_587_I0_2_Mag	1	4	4	2	2
SEL_587_I1_1_Mag	2	4	4	2	2
SEL_587_I1_2_Mag	3	4	4	2	2
SEL_587_I2_1_Mag	4	4	4	2	2
SEL_587_I2_2_Mag	5	4	4	2	2
SEL_587_IAB1_Mag	6	4	4	2	2
SEL_587_IAB2_Mag	7	4	4	2	2
SEL_587_IAW1_Mag	8	4	4	2	2
SEL_587_IAW2_Mag	9	4	4	2	2
SEL_587_IBC1_Mag	10	4	4	2	2
SEL_587_IBC2_Mag	11	4	4	2	2
SEL_587_IBW1_Mag	12	4	4	2	2
SEL_587_IBW2_Mag	13	4	4	2	2
SEL_587_ICA1_Mag	14	4	4	2	2
SEL_587_ICA2_Mag	15	4	4	2	2
SEL_587_ICW1_Mag	16	4	4	2	2
SEL_587_ICW2_Mag	17	4	4	2	2
SEL_587_I0_1_Ang	18	4	4	2	2
SEL_587_I0_2_Ang	19	4	4	2	2
SEL_587_I1_1_Ang	20	4	4	2	2
SEL_587_I1_2_Ang	21	4	4	2	2
SEL_587_I2_1_Ang	22	4	4	2	2
SEL_587_I2_2_Ang	23	4	4	2	2
SEL_587_IAB1_Ang	24	4	4	2	2
SEL_587_IAB2_Ang	25	4	4	2	2
SEL_587_IAW1_Ang	26	4	4	2	2
SEL_587_IAW2_Ang	27	4	4	2	2
SEL_587_IBC1_Ang	28	4	4	2	2
SEL_587_IBC2_Ang	29	4	4	2	2
SEL_587_IBW1_Ang	30	4	4	2	2
SEL_587_IBW2_Ang	31	4	4	2	2
SEL_587_ICA1_Ang	32	4	4	2	2
SEL_587_ICA2_Ang	33	4	4	2	2
SEL_587_ICW1_Ang	34	4	4	2	2
SEL_587_ICW2_Ang	35	4	4	2	2
SEL_751A_FREQ	36	4	4	2	2
SEL_751A_IA	37	4	4	2	2
SEL_751A_IB	38	4	4	2	2

SEL_751A_IC	39	4	4	2	2
SEL_751A_P	40	4	4	2	2
SEL_751A_PF	41	4	4	2	2
SEL_751A_Q	42	4	4	2	2
SEL_751A_S	43	4	4	2	2
SEL_751A_VAB	44	4	4	2	2
SEL_751A_VBC	45	4	4	2	2
SEL_751A_VCA	46	4	4	2	2
MAP_DNP.VInA	47	4	4	2	2
MAP_DNP.VInB	48	4	4	2	2
MAP_DNP.VInC	49	4	4	2	2
MAP_DNP.VInAvg	50	4	4	2	2
MAP_DNP.VIIAB	51	4	4	2	2
MAP_DNP.VIIBC	52	4	4	2	2
MAP_DNP.VIIICA	53	4	4	2	2
MAP_DNP.VIIavg	54	4	4	2	2
MAP_DNP.Ia	55	4	4	2	2
MAP_DNP.Ib	56	4	4	2	2
MAP_DNP.Ic	57	4	4	2	2
MAP_DNP.IAvg	58	4	4	2	2
MAP_DNP.kWa	59	4	4	2	2
MAP_DNP.kWb	60	4	4	2	2
MAP_DNP.kWc	61	4	4	2	2
MAP_DNP.kWtot	62	4	4	2	2
MAP_DNP.kVARa	63	4	4	2	2
MAP_DNP.kVARb	64	4	4	2	2
MAP_DNP.kVARc	65	4	4	2	2
MAP_DNP.kVARTot	66	4	4	2	2
MAP_DNP.kVAa	67	4	4	2	2
MAP_DNP.kVAb	68	4	4	2	2
MAP_DNP.kVAc	69	4	4	2	2
MAP_DNP.kVAtot	70	4	4	2	2
MAP_DNP.pfA	71	4	4	2	2
MAP_DNP.pfB	72	4	4	2	2
MAP_DNP.pfC	73	4	4	2	2
MAP_DNP.pftot	74	4	4	2	2
MAP_DNP.VUnbal	75	4	4	2	2
MAP_DNP.IUnbal	76	4	4	2	2
MAP_DNP.I4	77	4	4	2	2
MAP_DNP.Freq	78	4	4	2	2
MAP_DNP.THVa	79	4	4	2	2

MAP_DNP.THVb	80	4	4	2	2
MAP_DNP.THVc	81	4	4	2	2
MAP_DNP.TH1a	82	4	4	2	2
MAP_DNP.TH1b	83	4	4	2	2
MAP_DNP.TH1c	84	4	4	2	2

Fuente: el autor

La Integración de los equipos y dispositivos en una subestación eléctrica, implica integrar la protección, control y funciones de adquisición de datos en un número mínimo de plataformas para reducir los costos operativos y de capital, reducir panel y espacio de la sala de control, y eliminar equipos redundantes y bases de datos.

La automatización implica el despliegue de las funciones de la subestación y de operación de alimentación y aplicaciones que van desde el control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) y el procesamiento de alarmas a control, voltios VAR, integrado con el fin de optimizar la gestión de los activos de capital y mejorar la eficiencia de operación y mantenimiento (O & M) con mínima intervención humana.

En el siguiente capítulo, se detalla, como configurar pantallas HMI, dispositivos de visualización que se complementan con un sistema SCADA.

Capítulo 4. SCADA HMI para Subestación Eléctrica

4.1 Ingreso al HMI

Se puede acceder al HMI a través de un navegador, (recomendable el *internet explorer*). Para ingresar a la pantalla principal se debe ingresar la dirección IP correspondiente (181.39.14.62) (esta IP es pública y permite el acceso desde cualquier navegador web), sin embargo es necesario que nuestro computador se encuentre en red con este equipo.

Luego de ingresar la dirección IP aparece la siguiente pantalla en la que se debe ingresar la información del usuario.

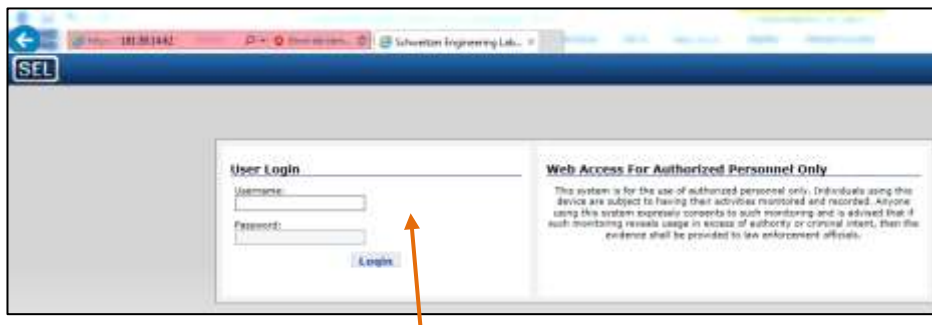


Figura 19. Ingreso al HMI

Fuente: el autor

Username:*****

Password:*****

A continuación se tiene acceso a la ventana principal donde se puede observar la información del equipo (SEL 3530-4), estadísticas del sistema y un breve resumen, como se observa en la figura siguiente:



Figura 20. Ventana principal del software HMI

Fuente: el autor

A continuación se hace una breve explicación de los parámetros más importantes contenidos en **Device Information**:

Tabla 7. Datos de Parámetros en el DI

Host name:	Modelo y número del Equipo.
Device name:	Nombre del Equipo
Device location:	Localización del equipo.
Device Description:	Descripción del equipo.
Allowed web connections:	Conexiones permitidas al HMI
Web session Time out:	Tiempo que permanece una sesión activa luego de la última interacción con el sistema
HMI Read only mode Timeout (min):	Tiempo que permanece una sesión activa en modo de <i>sólo lectura</i> , luego de la última interacción con el sistema
Enable HMI read only mode:	Deja siempre activa la sesión de solo lectura.

Nota:Cualquier cambio que se haga cambiará el funcionamiento del SCADA.Fuente: el autor

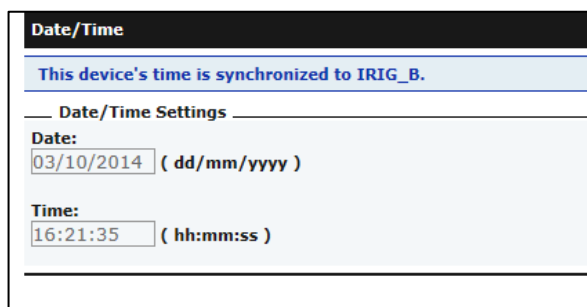
También se explican los parámetros que se encuentran en la barra del lado izquierdo de la pantalla.

Tabla 8. Datos de tiempo

SYSTEM	
<i>Data Time</i>	Permite modificar la fecha y hora del equipo.
<i>Device Reset</i>	Esto permite resetear el equipo en caso de ser necesario.

Nota: Al momento que se resetea el equipo, se perderá la información. Fuente: el autor

Como se puede observar en la siguiente gráfica, aparece el mensaje *“this device’s time is synchronized to IRIG_B”* el cual dice que el dispositivo está sincronizado mediante IRIG_B gracias al reloj GPS con el que cuenta el sistema SCADA.



USER	
<i>Accounts</i>	Se puede visualizar las cuentas creadas en el equipo así como editarlas también.

Figura 21. Mensajes en programación HMI

Fuente: el autor

En esta ventana se puede crear cuentas, editarlas, cambiar contraseñas, además se puede visualizar la fecha y hora en la que fue creada cada cuenta, en la que se accedió por última vez y en la que se cambió la contraseña.

Accounts			
List Users Add New User Change Your Password			
User Name	Account State	Creation Date Last Login Password Changed	Options
admin	ENABLED	2011-09-08 21:04:52 2011-12-20 08:26:12 2011-09-21 15:51:36	Edit Delete
operator	DISABLED	2011-10-05 10:57:20 2011-10-05 11:01:37 2011-10-05 10:57:20	Edit Delete

<u>NETWORK</u>	
<i>Ethernet</i>	Se puede visualizar la configuración Ethernet del equipo así como editarla también.
<i>Estatics Routes</i>	Para crear rutas estáticas, en este caso no se usa.
<i>Security</i>	Donde se pueden visualizar los distintos certificado e incluso agregar otros. Así mismo no se usa en nuestro SCADA.

Figura 22. Mensajes y comandos útiles para programar HMI

Fuente: el autor

Interfaces						
Status	Interface Name	IP Address	Default Gateway	MAC Address	Enable Ping Enable ODBC Access Enable Web Access	Options
	eth_01	186.101.112.42/30	186.101.112.41	00:30:a7:0a:82:10	True True True	Edit
	eth_02	181.39.14.62/30	181.39.14.61	00:30:a7:0a:82:11	True True True	Edit
	usb_01	172.29.131.1/24		00:30:a7:0a:82:12	True True True	Edit

<u>REPORTS</u>	
<i>Connected IED</i>	Donde se muestran que puertos del RTAC tiene conectados IEDs (equipos electrónicos inteligentes).
<i>Alarm summary</i>	Donde podrá ver el detalle de las alarmas ocurridas en el SCADA con sus respectivos tiempos de aparecimiento, como se muestra en la figura.
<i>SOE</i>	En esta ventana se mostrara secuencia de eventos ocurridos en el SCADA, con sus respectivos tiempos,

de igual manera se pueden realizar acciones sobre estos eventos.

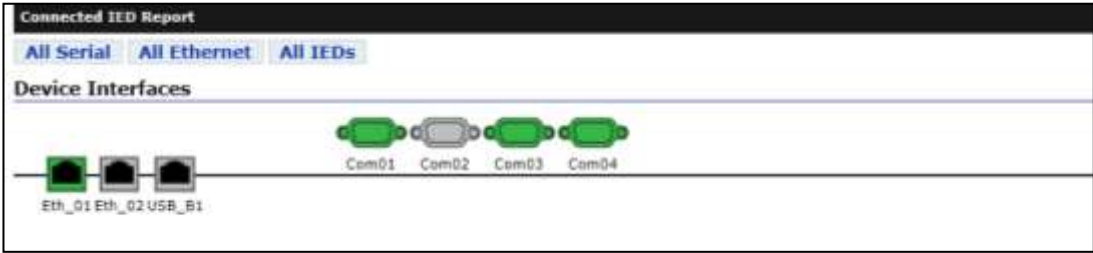


Figura 23. Reportes de conexión Ethernet, de alarmas.

Fuente: el autor

Aquí se podrá reconocer las alarmas o borrarlas dando un click en **action**, donde **acknowledge** sirve para reconocer las alarmas y **delete** para borrarlas.

Cuando una alarma es reconocida aparecerá el tiempo en el cual fue reconocida. Ver figura 20.

Details	Time Stamp	Priority	Category	Tag Name	Message	Ack Time Stamp
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 08:10:00.000			SEL_187_SEL.Secionador_09_Open.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 08:10:00.000			SEL_187_SEL.Secionador_09T_Open.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 08:10:00.000			SEL_2440_SEL.Verificador_Trafo_Falso.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 08:10:00.000			SEL_2440_SEL.Interruptor_Pvot_servicio_No.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 08:10:00.000			SEL_2440_SEL.Interruptor_Remoto.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 08:10:00.000			SEL_2440_SEL.Interruptor_Motoric_Cargado.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 08:10:00.000			SEL_2440_SEL.Secionador_18_Remoto.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 08:10:00.000			SEL_2420_SEL.Secionador_09T_Falso.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 07:45:19.478			SEL_187_SEL.Secionador_09_Open.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 07:45:19.478			SEL_187_SEL.Secionador_09T_Open.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 07:45:11.884			SEL_2440_SEL.Verificador_Trafo_Falso.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 07:45:11.884			SEL_2440_SEL.Interruptor_Pvot_servicio_No.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 07:45:11.884			SEL_2440_SEL.Interruptor_Remoto.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 07:45:11.884			SEL_2440_SEL.Interruptor_Resorte_Cargado.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 07:45:11.884			SEL_2440_SEL.Secionador_09_Remoto.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-20 07:45:11.884			SEL_2440_SEL.Secionador_09T_Remoto.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-19 17:36:04.844			SEL_2420_SEL.Verificador_Trafo_Falso.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-19 17:31:00.844			SEL_2420_SEL.Verificador_Trafo_Falso.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-19 17:20:00.844			SEL_2420_SEL.Verificador_Trafo_Falso.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-18 17:41:07.844			SEL_2440_SEL.Trafo_Temp_Sobrecalentamiento.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-18 17:10:00.844			SEL_2440_SEL.Trafo_Temperaturita_Sobrecalentamiento.alarm	Accepted	
<input type="checkbox"/>	2011-12-18 17:10:00.844			SEL_2440_SEL.Trafo_Temp_Sobrecalentamiento.alarm	Accepted	

Figura 24. Registro de eventos de alarma

Fuente: el autor

Esta es una muestra de la secuencia de eventos que se han producido en el equipo, se puede apreciar que cada evento dispone de registro de hora y fecha, nombre, mensaje, etc.

Details	Time Stamp	Priority	Category	Tag Name	Message	Act Time Stamp
[view]	2015-12-30 08:26:06.091		Security	SystemTags.user_logged_Off	admin logged off device via Web	
[view]	2015-12-30 08:26:12.360		Security	SystemTags.user_logged_On	admin logged on device via Web	
[view]	2015-12-30 08:26:07.222		Security	SystemTags.user_logged_Off	admin logged off device via Web	
[view]	2015-12-30 08:26:02.507		Security	SystemTags.user_logged_Off	admin entered read-only mode via HMI	
[view]	2015-12-30 08:26:09.632		Security	SystemTags.user_logged_Off	admin logged off device via DDEBC	
[view]	2015-12-30 08:26:01.614		Security	SystemTags.user_logged_Off	admin logged off device via Web	
[view]	2015-12-30 08:26:36.056		Security	SystemTags.user_logged_Off	admin logged off device via DDEBC	
[view]	2015-12-30 08:26:29.523		Security	SystemTags.user_logged_Off	admin logged off device via DDEBC	
[view]	2015-12-30 08:26:05.490		Security	SystemTags.HMI_Control_Operation	admin performed control operation on Application:501_2440_S0L_F0_48_881.opePulse via HMI	
[view]	2015-12-30 08:17:56.229		Security	SystemTags.HMI_Control_Operation	admin performed control operation on Application:501_2440_S0L_F0_48_881.opePulse via HMI	
[view]	2015-12-30 08:17:14.623		Security	SystemTags.HMI_Control_Operation	admin performed control operation on Application:501_2440_S0L_F0_48_881.opePulse via HMI	
[view]	2015-12-30 08:17:03.719		Security	SystemTags.HMI_Control_Operation	admin performed control operation on Application:501_2440_S0L_F0_48_881.opePulse via HMI	
[view]	2015-12-30 08:16:54.460		Security	SystemTags.user_logged_Off	admin entered read-only mode via HMI	

Figura 25, Registros completos en HMI

Fuente: el autor

4.2 Pantallas del HMI

Pantalla “Principal”

Principal es el nombre de la primera ventana del HMI, aquí se puede encontrar lo siguiente:

- Información general del proyecto (recomendable indicar dirección, página web, logotipo)
- Información general de la subestación (foto, voltajes de transformación)
- Menú de navegación, el que permite acceder a las pantallas del HMI dando doble click.



Figura 26. Pantalla principal, con imagen de subestación y nombre del proyectista

Fuente: el autor

4.2.1 Pantalla “Unifilar”

Aquí se puede visualizar el diagrama unifilar de la subestación, el cual permite representar de forma gráfica la instalación eléctrica de la misma. En esta pantalla se puede monitorear el estado de todos los seccionadores, los interruptores y las magnitudes de corriente en las líneas.

También se puede controlar la apertura y cierre del interruptor de 69Kv en la entrada del transformador y del interruptor de la línea de 69Kv que es para retorno.

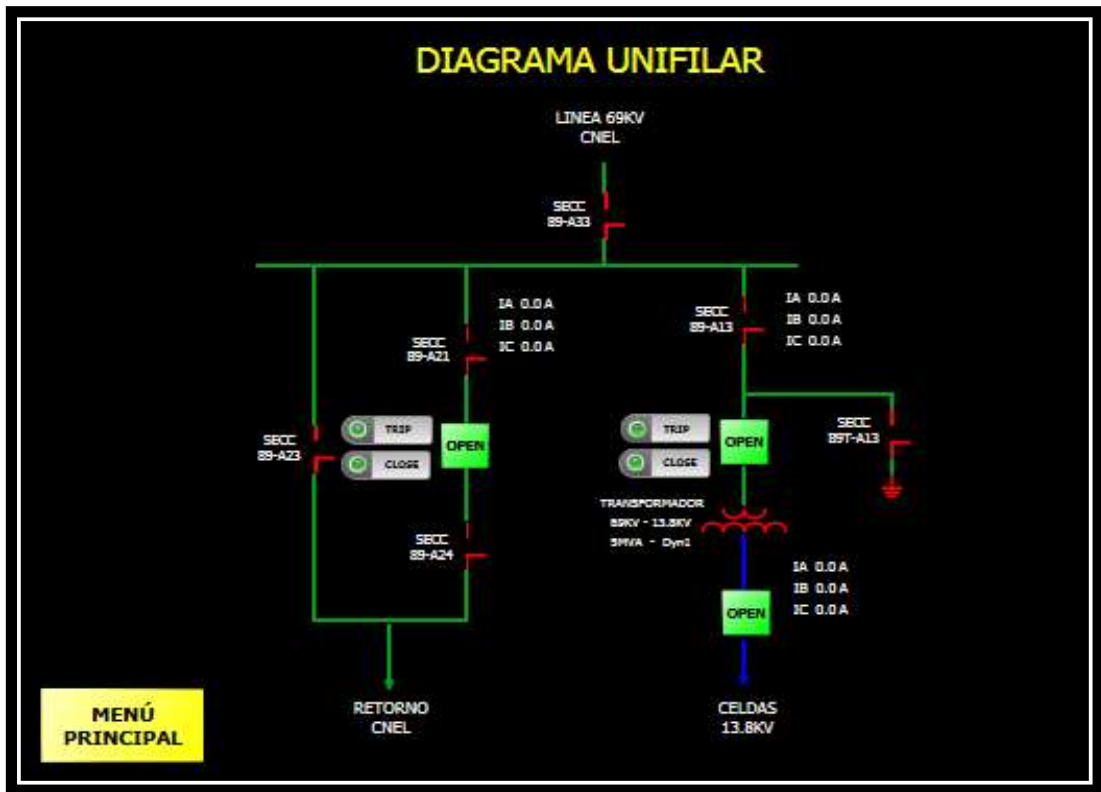
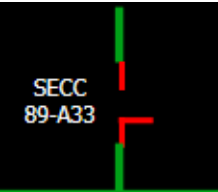
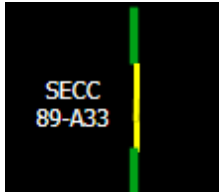


Figura 27. Diagrama unifilar

Fuente: el autor

A continuación se ilustra el estado de los componentes del diagrama unifilar así como los comandos de control, aquí se puede observar el cambio de colores y de forma de estos componentes:

ESTADO DE LOS SECCIONADORES	
 <p>SECC 89-A33</p>	 <p>SECC 89-A33</p>
ABIERTO	CERRADO
ESTADO DE LOS INTERRUPTORES	

	
ABIERTO	CERRADO
COMANDOS DE CONTROL	
	
ABRE EL INTERRUPTOR	CIERRA EL INTERRUPTOR

Figura 28. Estados de cada uno de los componentes del diagrama Unifilar de la subestación

Fuente: el autor

Al momento de ejecutar cualquiera de los comandos de control, se mostrará el siguiente mensaje:



Se le debe dar click en “OK” para ejecutar el control. Finalmente saldrá un mensaje diciendo que el control ha sido enviado exitosamente.



4.2.2 Pantalla “Comunicaciones”

En esta pantalla se puede visualizar la arquitectura del SCADA de la subestación, la cual únicamente sirve como información general para los usuarios.

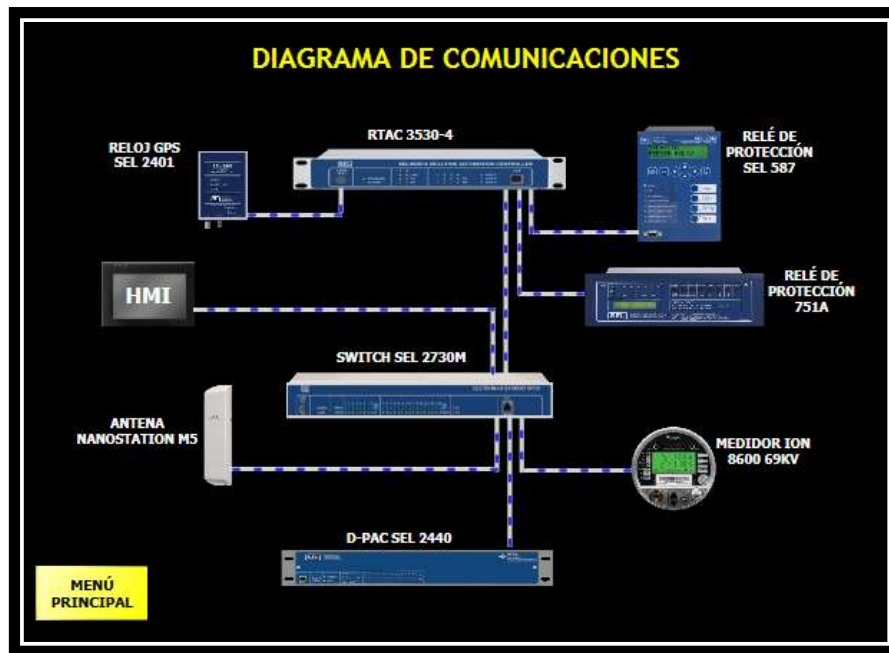


Figura 29. Diagrama de comunicaciones entre los diversos equipos

Fuente: el autor

4.2.3 Pantalla “Anunciador”

En esta pantalla se puede monitorear el estado de las alarmas que corresponden al transformador de la subestación y a los dos interruptores de línea.

Como se puede observar en la siguiente gráfica, cada alarma aparece en fondo blanco lo que significa que no se encuentran activas.



Figura 30. Activación de estados de alerta en sistema

Fuente: el autor

En el momento que se activa (dispara) una alarma, el recuadro se pone en color rojo como se muestra a continuación, lo que significaría que la alarma correspondiente a la *Temperatura del devanado del Transformador* se encuentra activa.



Figura 31. Detección de un estado de alarma (forzado)

Fuente: el autor

4.2.4 Pantalla Medidor de 69KV

Aquí se puede visualizar la información del Medidor ION 8650 que se encuentra ubicado en la línea de 69Kv., a la entrada del transformador. Se muestran corrientes, voltajes, factor de potencia, frecuencia y las diferentes potencias de cada línea.

Adicionalmente se puede visualizar una gráfica frontal del medidor.

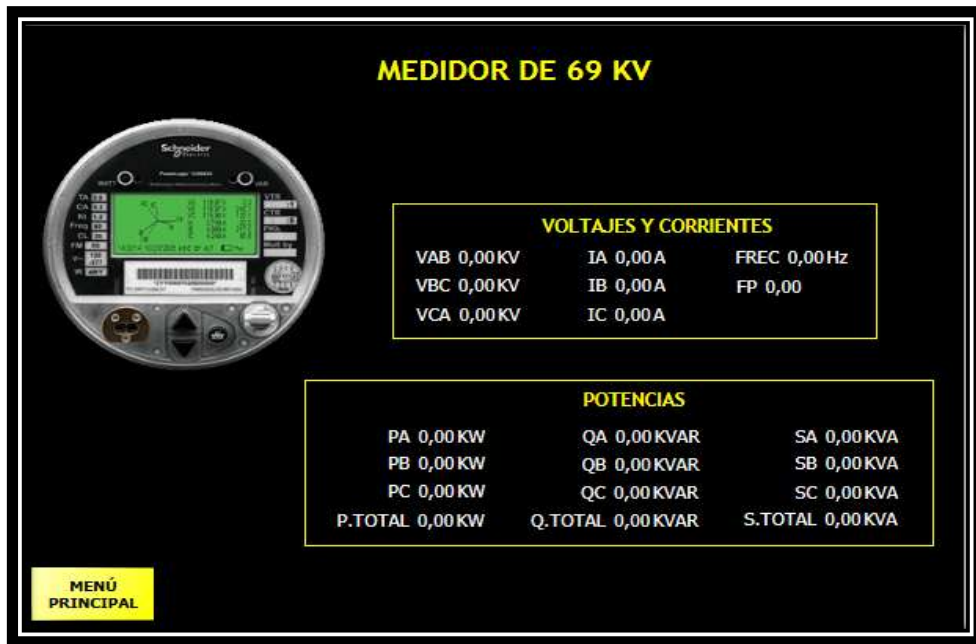


Figura 32. Representación de un medidor y sus datos medidos

Fuente: el autor

4.2.5 PANTALLA “SEL 587”

En esta pantalla se puede visualizar la información proporcionada por el relé de protección diferencial 587 el cual se encuentra monitoreando al transformador de la subestación. Muestra los valores de corriente en el devanado de 69kV y el devanado de 13kV.

Adicionalmente se visualiza el estado de los indicadores que se encuentran en la parte frontal del equipo.



Figura 33. Visualización de relé de protección y sus parámetros principales

Fuente: el autor

Los indicadores cambian de color verde oscuro a verde claro según la información contenida en la siguiente:

Tabla 9. Datos de indicador y sus avisos

INDICADOR	SE ILUMINA SI OCURRE:
EN	El equipo se encuentra operativo
87	Falla diferencial
50	Falla por sobrecorriente
51	Falla por sobrecorriente (tiempo)
A	Falla en la fase A
B	Falla en la fase B
C	Falla en la fase C
N	Falla en la fase N

Fuente: el autor

4.2.6 Pantalla “SEL 751A”

En esta pantalla se puede visualizar la información proporcionada por el relé de protección de sobrecorriente que se encuentra en la línea de 69Kv que sirve para el retorno de la misma.

Adicionalmente se visualiza el estado de los indicadores que se encuentran en la parte frontal del equipo.



Figura 34. Visualización del relé de protección

Fuente: el autor

Se especificó el funcionamiento de todo lo programado, este SCADA funcionará como se ha especificado en este manual, sin embargo cualquier cambio realizado puede alterar el funcionamiento del mismo.

Un sistema SCADA correctamente diseñado ahorra tiempo y dinero al eliminar la necesidad de que el personal de servicio para visitar cada sitio para la inspección, la recopilación de datos/registro o realizar ajustes. El monitoreo en tiempo real, las modificaciones del sistema, solución de problemas, una mayor vida útil del equipo, informe de generación automática, estos son sólo algunos de los beneficios que vienen con el sistema SCADA de hoy.

Como la tecnología sigue avanzando, los sistemas SCADA serán el estándar de funcionamiento para cualquier sitio de procesamiento industrial.

CONCLUSIONES

Un sistema SCADA moderno, ofrece integración en funciones de protección, medición y control, a través de IED (*Intelligent Electronics Device*, Dispositivos electrónicos Inteligentes).

El uso de arquitectura abiertas para las comunicaciones industriales beneficiará no solo a los fabricantes sino también a los usuarios que tienen en sus sistemas de monitoreo equipos e interfaces de distintos fabricantes.

EL equipamiento provisto por la empresa SEL logra interoperabilidad con dispositivos de otros fabricantes, tales como ABB y Schneider Electric.

La Integración en una subestación eléctrica implica integrar la protección, control y funciones de adquisición de datos en un número mínimo de plataformas para reducir los costos operativos y de capital, reducir panel y espacio de la sala de control, y eliminar equipos redundantes y bases de datos.

El DNP3 es una pila de protocolos de cliente/servidor, utilizado para comunicaciones industriales.

Un maestro es típicamente un servidor en tiempo real (HMI) u otro PLC superior.

Las variables a controlar dentro de una subestación, es intervenida por un PLC, RTU, IED u otro tipo de controlador que se comunica con los actuadores, sensores y otros instrumentos.

RECOMENDACIONES

Se recomienda profundizar en materias de la carrera de Electrónica en control y automatismo, las conceptualizaciones de control y monitoreo utilizando dispositivos inteligentes.

La utilización de programas SCADAs son valiosos hoy en día, pero estas requieren de capacitación y de actualización, se debe capacitar a los docentes en esta rama de la automatización.

Las industrias que tienen subestaciones eléctricas deben invertir en soluciones de control y supervisión vía remota, e incluso a través de celular pues ya se están desarrollando aplicaciones, y un operador puede monitorear un proceso determinado desde cualquier parte del mundo

Se debe desarrollar prácticas de programación HMI en la FETD, se debe adquirir programas profesionales, son licencia, que tiene calidad y altas prestaciones.

BIBLIOGRAFÍA

CONSULSUA (2013) Estudio de impacto ambiental definitivo por la construcción, operación/mantenimiento, retiro y abandono de la subestación eléctrica 5MVA 69/13.8Kv. Extrulit-Duran. Recuperado de: http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10342_EIAD%20SE%20EXTRULIT%20jul%202013.pdf

ENDESA (2009) Sistema de Iluminación. Portal Endesa Educa. Recuperado de: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/el-uso-de-la-electricidad/xxii.-sistemas-de-iluminacion

Electric Energy (2014) Conceptos básicos de automatización de subestaciones eléctricas. Portal web. Recuperado de: http://www.electricenergyonline.com/show_article.php?mag=43&article=321

Hometown Connections (2014) Sistema de gestión de Distribución SCADA. Survalent Technology. Recuperado de: <http://www.hometownconnections.com/engineering-operations/survalent-technology/>

Intergraph (2013) Smart Plant: Instrumentación Desarrollado por INtools. Recuperado de: <https://www.intergraph.com/products/ppm/smartplant/instrumentation/>

Instrumentación control (2012) Sistemas SCADAS. Recuperado de:
<http://www.instrumentacionycontrol.net/>

ITCA (2009) Subestaciones eléctricas. Slideshare. Recuperado de:
<http://es.slideshare.net/OsQarFrndhz/subestaciones-electricas-30987082>

Grupo TEI (2009) Que es un restaurador. Página web. Recuperado de:
http://grupoteimexico.com.mx/restauradores_en_sf6.php

Korenix (2007) SCADA en subestaciones de energía eléctrica. Recuperado de: http://www.korenix.com/power_substation_SCADA_system.htm

NBT (2014) Bajo costo de hardware de telemetría. Recuperado de:
<http://www.nbtinc.com/>

SELINC (2014) Schweitzer Engineering Laboratories. Electric Power. Portal web. Recuperado de: <https://www.selinc.com/Industrial/ElectricUtilities/>

GLOSARIO

Capacitor.-

Es un dispositivo eléctrico que sirve para almacenar electricidad o energía eléctrica en un punto determinado de un sistema eléctrico, a fin de modificar los perfiles de voltaje en dicho punto.

Banco de Capacitores.-

Es un conjunto de dos o más capacitores interconectados entre sí, cuya función es mejorar la calidad de la energía eléctrica, incrementando los perfiles de voltaje en su punto de conexión.

Equipo de interrupción.-

Dispositivos (interruptores, seccionadores, etc.) que sirven para cerrar o abrir los elementos del Sistema Nacional de Transmisión como líneas de transmisión, transformadores de potencia, etc.

Protección eléctrica.-

Conjunto de relés y aparatos asociados que abren los interruptores para separar un elemento del sistema de transmisión en falla, con la finalidad de evitar daños en estos elementos.

Sistema de protecciones.- Conjunto de dispositivos que permiten la detección de situaciones anómalas en el sistema eléctrico y que permiten la eliminación de fallas, evitando daños en las instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión.

Sistema de supervisión.-

Está constituido por un conjunto de dispositivos, que permiten supervisar o monitorear el comportamiento de un sistema, con el fin de garantizar su funcionamiento dentro de valores preestablecidos.

Tableros.-

Se encuentran ubicados en las subestaciones, son equipos eléctricos que concentran dispositivos de protección, control y medición. Los tableros permiten realizar

acciones de maniobras de interruptores (apertura / cierre) de transformadores de potencia, líneas de transmisión, etc.