



Universidad Autónoma de San Luis Potosí
Facultad de Ingeniería
Centro de Investigación y Estudios de Posgrado

Proyecto SCADA Red Eléctrica Inteligente
EXPERIENCIA PROFESIONAL

Que para obtener el grado de:

Maestro en Sistemas Eléctricos de Potencia

Presenta:

Gerardo Espínola Maldonado

Asesor:

Dr. Ciro Alberto Nuñez Gutierrez
Mtro. Moises Campeas Balpuesta



San Luis Potosí, S. L. P.

Enero de 2023

Carta de autorización de tema y temario.



21 de julio de 2022

**ING. GERARDO ESPÍNOLA MALDONADO
P R E S E N T E**

En atención a su solicitud de Temario, presentada por los **Dres. Ciro Alberto Núñez Gutiérrez y M.I.D.E. Moisés Campeas Balpuesta**, Asesor y Coasesor del trabajo de Memorias de Actividad Profesional que desarrollará Usted, con el objeto de obtener el Grado de **Maestro en Sistemas Eléctricos de Potencia**, me es grato comunicarle que en la sesión del H. Consejo Técnico Consultivo celebrada el día 21 de julio del presente año, fue aprobado el Temario propuesto:

TEMARIO:

"Proyecto SCADA Red Eléctrica Inteligente"

Introducción.

1. Solución Técnica para el Proyecto SCADA-REI.
 2. Desarrollo del proyecto.
 3. Pruebas y Validación.
 4. Resultados.
- Conclusiones.
Bibliografía.

"MODOS ET CUNCTARUM RERUM MENSURAS AUDEBO"

ATENTAMENTE

DR. EMILIO JORGE GONZÁLEZ GALVÁN
DIRECTOR.
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCION

PROYECTO SCADA



www.uaslp.mx

Av. Manuel Nava 8
Zona Universitaria • CP 78290
San Luis Potosí, S.L.P.
tel (444) 826 2330 al 39
fax (444) 826 2336

Copia. Archivo
*etn.

"Rumbo al centenario de la autonomía universitaria"

Dedicatoria

Le dedico el resultado de este trabajo a mis padres. A ellos les debo todo.

Agradecimientos

El trabajo realizado fue posible gracias al apoyo de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, a los docentes del posgrado de la Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia y al personal administrativo, quienes en todo momento dedicaron su tiempo, su conocimiento y su disposición en beneficio de mi aprendizaje.

Gracias, también, a Schweitzer Engineering Laboratories, por proporcionarme las herramientas y el tiempo necesario para dedicarme al estudio de la Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia y al desarrollo de este trabajo.

Acrónimos

- **SCADA:** Supervisión, control y adquisición de datos.
- **IHM:** Interfase hombre – máquina.
- **CFE:** Comisión Federal de Electricidad.
- **SEL:** Schweitzer Engineering Laboratories.
- **MES:** Módulos de entradas y salidas.
- **IEC:** Comisión Electrotécnica Internacional.
- **DT-CTRL-10:** Especificación Sistema de Automatización de Subestaciones IEC 61850.
- **SAS:** Sistema de automatización de subestaciones.
- **UAS:** Sistema de automatización de empresa de servicios públicos.
- **IED:** Dispositivo electrónico inteligente.
- **IRIG-B:** Grupo de códigos de tiempo de instrumentación inter – rango, formato B.
- **ODF:** Distribuidor de fibras ópticas.
- **GPS:** Sistema de posicionamiento global.
- **ETH:** Ethernet.
- **I/O:** Entradas y salidas.
- **UCB:** Unidad de control de bahía.
- **PC:** Conexiones físicas.
- **LC:** Conexiones lógicas.
- **LN:** Nodos lógicos.
- **PD:** Dispositivos físicos.
- **F:** Funciones.
- **DNP:** Protocolo de red distribuida.
- **CU/CUCH:** Cuchilla.
- **AL:** Alarma.
- **APE:** Apertura.
- **VCD/CD:** Voltaje de corriente directa.
- **VCA/CA:** Voltaje de corriente alterna.
- **INDET:** Indeterminado.
- **LOC:** Local.
- **REM:** Remoto.
- **POS:** Posición.
- **XSWI:** Nodo lógico de Conmutadores.
- **GGIO:** Nodo lógico de Entradas/Salidas genéricas.
- **CILO:** Nodo lógico de operaciones controladas de interruptores.

Resumen:

Los sistemas eléctricos de potencia, para su correcta operación y mantenimiento requieren de sistemas robustos de monitoreo, control y medición en tiempo real de las subestaciones eléctricas. Estos sistemas comprenden un conjunto de dispositivos de entradas y salidas, sistemas de control y adquisición de datos (SCADA) e interfaces hombre-máquina (IHM) que integran señales de control y medición en las subestaciones eléctricas y que envían datos por protocolo de comunicaciones a los centros de control a través de la infraestructura de comunicaciones.

En el país la entidad responsable de operar y mantener la infraestructura de comunicaciones y control en las instalaciones eléctricas de alta tensión, así como de operar los centros regionales de control es la subsidiaria CFE Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

El proyecto SCADA Red Eléctrica Inteligente (REI), nace en la CFE, de la idea de contar con una red de subestaciones eléctricas monitoreadas desde centros de control remotos, por medio de la instalación de dispositivos electrónicos inteligentes capaces de gestionar y enviar información de los equipos eléctricos hacia sistemas SCADA.

La empresa Schweitzer Engineering Laboratories, S.A de C.V. (SEL), dentro de este proyecto REI, forma parte de una solución técnica que satisface los requerimientos de la CFE.

El proyecto SCADA REI desde la presentación de la oferta técnica y económica, el diseño de la ingeniería, el desarrollo, ejecución y pruebas supone para SEL importantes retos técnicos que serán descritos con detalle en el presente trabajo de investigación.

Índice

I.	Resumen	06
II.	Índice	07
Introducción		08
Capítulo 1. Solución Técnica SEL para el Proyecto SCADA-REI		12
1.1	Estándar de comunicaciones IEC-61850	12
1.2	Subestaciones Tipo 1	15
1.3	Subestaciones Tipo 2	16
1.4	Subestaciones Tipo 3	17
Capítulo 2. Desarrollo del proyecto		19
2.1	Diseño y desarrollo de la ingeniería	19
2.2	Arquitectura de comunicaciones	23
2.3	Diseño y desarrollo de los ajustes lógicos y las aplicaciones gráficas	27
Capítulo 3. Pruebas y Validación		30
3.1	Escenarios de prueba	30
3.2	Protocolos de prueba y validación	31
Capítulo 4. Resultados		34
4.1	Resultados técnicos	34
Conclusiones		36
Lista de figuras		38
Bibliografía		39

Introducción

La CFE es la entidad encargada de operar el servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional con más de 94 mil trabajadores activos. La operación de la empresa está organizada en 4 procesos: generación, transmisión, distribución y suministrador de servicios básicos. [4]

A su vez, CFE Transmisión es una empresa productiva del estado que forma parte de la CFE y que tiene por objeto realizar las actividades necesarias para prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica, así como llevar a cabo, entre otras actividades, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura de alta tensión (instalaciones con niveles de tensión superiores a los 69 kV).

Las redes de comunicaciones y los equipos de control y automatización forman parte importante de la infraestructura crítica que opera, mantiene y moderniza la CFE Transmisión. Estos equipos son una parte medular para la operación y mantenimiento del sistema eléctrico de potencia. Es por medio de éstos, que los centros de control pueden monitorear y operar a distancia los interruptores de potencia y seccionadores en las subestaciones eléctricas para aislar fallas del sistema eléctrico, seccionar y transferir las cargas eléctricas y efectuar maniobras de mantenimiento, a fin de garantizar el suministro de energía eléctrica para los usuarios minimizando los tiempos de interrupción.

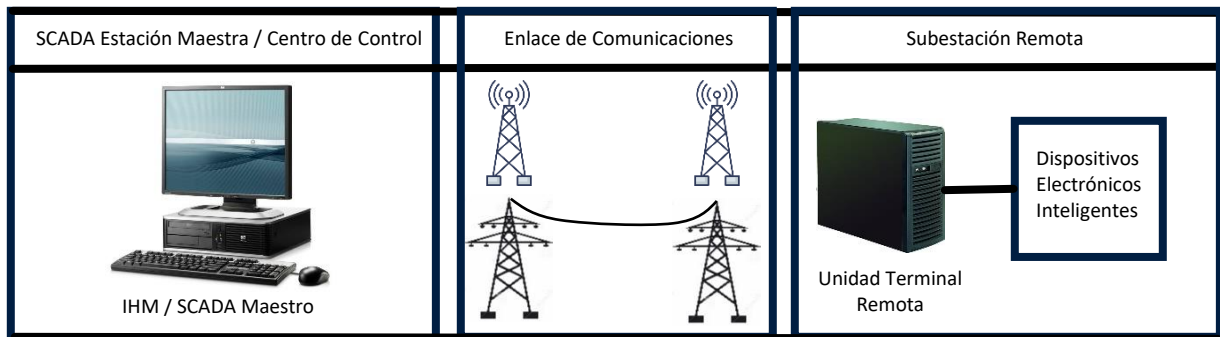


Figura 1. Estructura de los sistemas de comunicaciones y control

El 30 de octubre de 2020 la CFE Transmisión a través de la Gerencia Nacional de Abastecimientos de la CFE, publicó el concurso abierto internacional bajo la cobertura de los tratados de libre comercio No. CFE-0001-CAAAT-0098-2020 en su plataforma “micrositio”. En la publicación se incluyeron las bases de licitación del proyecto REI. Este proyecto concentra los requerimientos de infraestructura de comunicaciones y control para las diez gerencias que integran la CFE Transmisión.

Schweitzer Engineering Laboratories, S.A de C.V. (SEL), participó en la licitación presentando una oferta técnica y económica con alto contenido de tecnología SEL y manufactura mexicana.

El 7 de diciembre de 2020 la CFE emitió el fallo del proceso de licitación No. CFE-0001-CAAAT-0098-2020 en donde se adjudicó a SEL cinco partidas, convirtiéndose entonces el SCADA REI en el proyecto más grande en la historia de SEL en México.

Descripción del problema

El proyecto REI para la CFE Transmisión tiene la finalidad de modernizar la infraestructura de control y comunicaciones de las subestaciones de alta tensión del país para poder monitorear y controlar las instalaciones desde los centros de control.

Los dispositivos de interés para la CFE Transmisión para controlar y monitorear en las subestaciones eléctricas son los interruptores de potencia y las cuchillas seccionadoras asociados a las líneas de alta tensión y los transformadores de potencia.

La integración de las señales de los interruptores y cuchillas seccionadoras en las subestaciones debe de realizarse por medio de cableado físico desde los gabinetes de control de estos hasta los módulos de entradas y salidas digitales (MES). Estos módulos de entradas y salidas a su vez se deben de integrar a sistemas de control y adquisición de datos

(SCADAS), los cuales concentran las señales de los interruptores y cuchillas de la subestación y finalmente estos SCADAS deben reportar las señales a los centros de control.

Este proyecto está clasificado por tipo de subestaciones, en donde cada tipo de subestación tiene una cantidad específica de interruptores y cuchillas a controlar y monitorear, dependiendo del arreglo de barras de la subestación. La arquitectura de comunicaciones, la integración de las señales entre los dispositivos, así como el desarrollo de las bases de datos y aplicaciones graficas están desarrolladas bajo el estándar de comunicaciones IEC-61850. SEL desarrolló para este proyecto tres soluciones que consideran los requerimientos específicos de MES, SCADAS e interfases hombre-máquina (IHM) así como los equipos asociados de comunicaciones y accesorios. Estas tres soluciones serán descritas en el siguiente capítulo.

Los objetivos del proyecto SCADA REI desde la perspectiva de la CFE y SEL son los siguientes:

General: Controlar y monitorear los equipos eléctricos de las subestaciones.

Específicos:

- Diseñar y construir sistemas capaces de integrar las señales de los interruptores y cuchillas seccionadoras en las subestaciones, por medio de cableado físico desde los gabinetes de control de estos, hasta módulos de entradas y salidas digitales (MES).
- Integrar a su vez los MES a sistemas de control y adquisición de datos (SCADA) locales, para concentran y gestionar las señales de los interruptores y cuchillas de la subestación y finalmente reportar dichas señales a los centros de control.
- Lo anterior, cumpliendo las especificaciones generales y particulares de la CFE y del proyecto REI.

Objetivos del trabajo:

Los objetivos generales y específicos de este trabajo son los siguientes:

General: Describir el proyecto SCADA REI a través de las diferentes etapas de diseño, desarrollo y validación.

Específicos:

- Documentar la etapa de diseño del proyecto SCADA REI sustentada en el estándar IEC-61850, como base de la solución técnica.
- Describir la etapa de desarrollo del proyecto SCADA REI enunciando las diferentes fases que la integran, con base en la estructura de desarrollo de proyectos de SEL.
- Documentar la etapa de pruebas y validación del proyecto SCADA REI, evaluando el proceso de diseño con base en los estándares de calidad de SEL y emitiendo conclusiones y recomendaciones.

Capítulo 1

Solución Técnica SEL para el Proyecto SCADA-REI

1.1 Estándar de comunicaciones IEC-61850

La solución técnica desarrollada por SEL para el proyecto SCADA REI se sustenta en el estándar de comunicaciones IEC-61850 y en la especificación de CFE DT-CTRL-10 “Sistema de Automatización de Subestaciones de Transmisión IEC-61850”, basada en este estándar.

En 2004, el IEC-61850 fue publicado como un estándar global para el control y protección de sistemas de potencia con interruptores y seccionadores de medio y alto voltaje. El IEC-61850 asegura la unificación de estándares para todas las subestaciones y plantas eléctricas, la aplicación de formatos comunes para la descripción de las subestaciones, así como la definición de los servicios principales para transmisión de datos usando diferentes protocolos. Además, a través de la aplicación del estándar es posible la interoperabilidad de dispositivos de diferentes marcas. [5]

El estándar está conformado por secciones. En la figura 1.1 se puede observar la estructura del estándar y las relaciones entre las diferentes secciones [5].

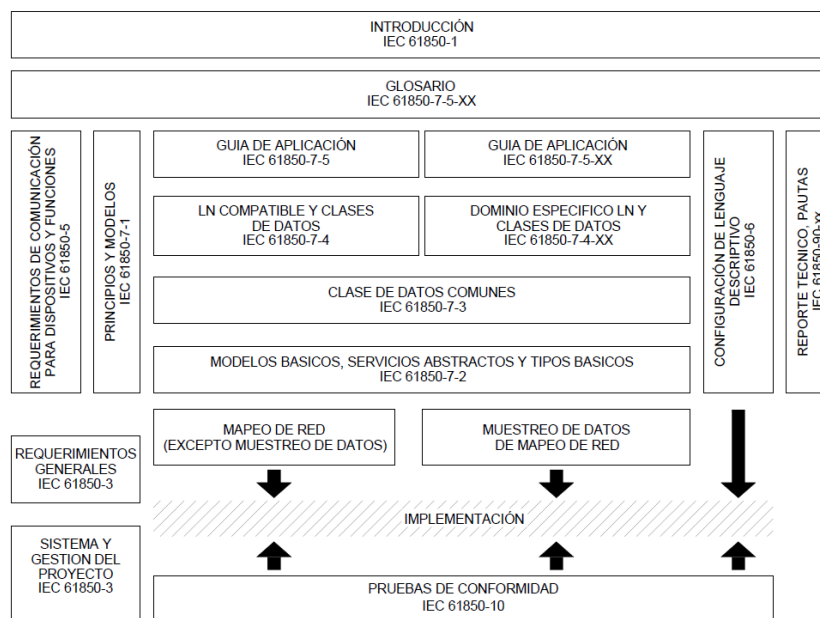


Figura 1.1. Estructura general del estándar IEC-61850. [5]

Las secciones 1 y 2 del estándar proveen una introducción básica a las ideas, principios, conceptos y al glosario de términos del estándar.

El estándar en su sección 4, define el proyecto para un sistema de automatización de subestaciones (SAS) dentro de un proyecto global de automatización de la empresa de servicios públicos (UAS). [5]

Los SAS operan en un ambiente que típicamente incluye los siguientes elementos (ver figura 1.2):

- Ambiente de telecomunicaciones: centros de control de la red, sistemas subordinados y teleprotecciones.
- Operadores locales de estación
- Ambiente de procesos: interruptores y seccionadores, transformadores de potencia y equipo auxiliar. [5]

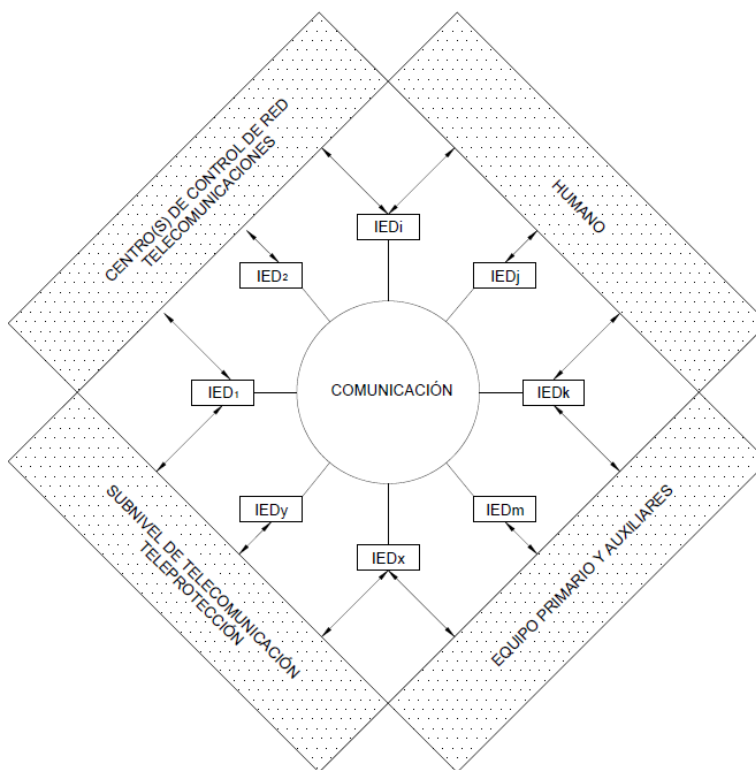


Figura 1.2. Ambiente de un sistema de automatización de una “utility”. [5]

La solución del proyecto REI con base en el estándar de comunicaciones IEC-61850 contempla dispositivos electrónicos inteligentes (IED) con función de módulos de entradas y salidas digitales para la integración de las señales físicas cableadas de los equipos primarios y auxiliares de las

subestaciones (interruptores y cuchillas seccionadora) integrados a otros IED con función SCADA a través de las redes de comunicación locales.

Estos IED SCADA cuentan con dispositivos periféricos auxiliares con función IHM para el control y monitoreo local de la subestación y a su vez están integrados a los centros de control de la red a través de los sistemas de comunicaciones.

Las bases de datos a nivel local y superior y su personalización por subestación se desarrollaron con base en la especificación CFE DT-CTRL-10 “Sistema de Automatización de Subestaciones de Transmisión IEC-61850”. Esta especificación toma como base el estándar IEC-61850 descrito previamente y establece reglas específicas para el monitoreo y control de equipos primarios por tipo de subestación.

En las especificaciones del proyecto REI se ha definido el concepto de “subestación tipo” para clasificar cada uno de los paquetes de suministros requeridos por cada tipo de subestación de CFE que forma parte del alcance de este proyecto. La clasificación de los tipos de subestación se basa en la cantidad de bahías a integrar (interruptor de potencia y cuchillas seccionadoras asociadas). La subestación tipo 1 puede integrar hasta un máximo de dos bahías, la subestación tipo 2 hasta 3 bahías y la subestación tipo 3 hasta 4 bahías. En la Figura 1.3 se muestra un diagrama unifilar de una subestación eléctrica con un conjunto de bahías.

Cada “subestación tipo” consiste en un sistema capaz de integrar los controles digitales, alarmas e indicaciones de una o más bahías en una subestación eléctrica. Estos sistemas consideran un sistema SCADA y módulos de entradas y salidas (MES) conectados en configuración de red redundante a un conmutador ethernet. La sincronización de tiempo se realiza por medio de un reloj satelital GPS en conexión directa al SCADA por IRIG-B (grupo de códigos de tiempo de instrumentación Inter – rango). El sistema incluye también los equipos periféricos para la funcionalidad IHM, como lo son pantallas y teclados, además de distribuidores de fibras ópticas (ODF) para la interconexión a las redes existentes de la subestación. Por último, incluye también los sistemas de alimentación principal y de respaldo con sus accesorios.

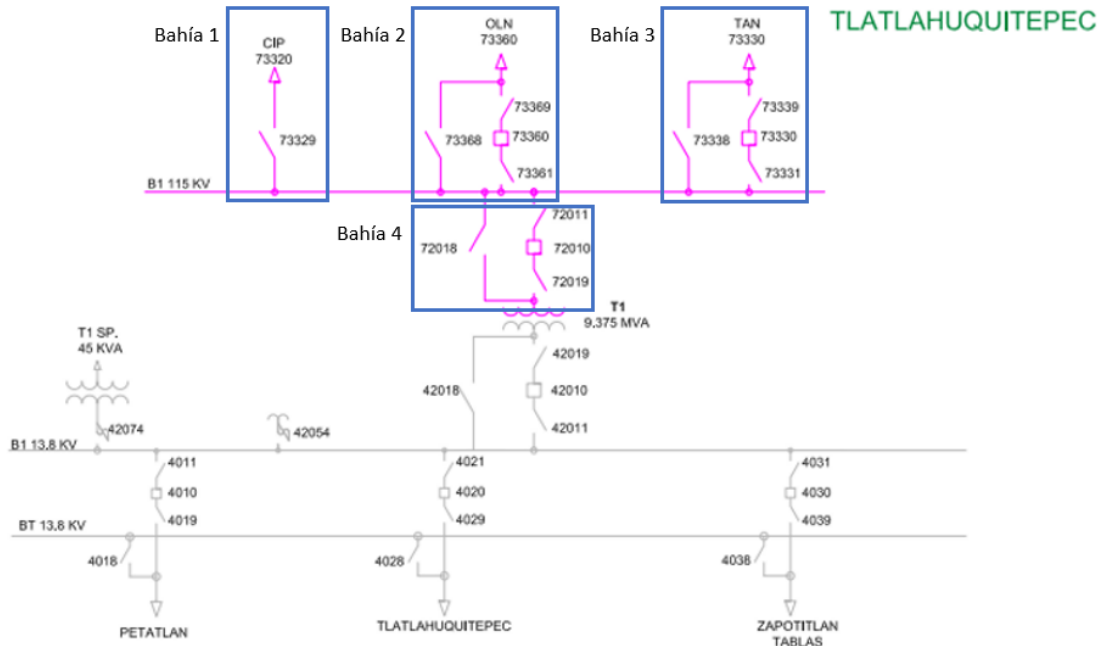


Figura 1.3. Diagrama unifilar de subestación con identificación de bahías en alta tensión.

Cada una de estas soluciones puede ser construida en un panel de subestación de tipo exterior (intemperie) o interior.

En las siguientes secciones de este capítulo se describen cada una de las soluciones. Cada solución se conforma de un sistema de equipos MES, SCADA e interfases IHM específicas. Asimismo, cada sistema tiene una interconexión física y lógica que se representa por medio de una arquitectura de comunicaciones. Solo se describirán los equipos mencionados, denominados principales. Sin embargo, cada sistema se compone, además, de equipos auxiliares como lo son: cables de cobre, cables de fibra óptica, botones y selectores de funciones, entre otros.

1.2 Subestaciones Tipo 1

La subestación tipo 1 consiste en un sistema capaz de integrar los controles digitales, alarmas e indicaciones de hasta dos bahías en una subestación eléctrica. Para el caso de este tipo de subestación todo el sistema se encuentra construido en un solo panel como se muestra en la Figura 1.4. El equipamiento de este sistema y su función se indica en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Equipamiento principal de la Subestación Tipo 1

Función	Marca	Modelo
ODF	MEXFO	FDP-1U
Conmutador ETH	SEL	2730M
GPS	SEL	2488
SCADA	SEL	2240-2241
Módulos I/O	SEL	2240-2244



Figura 1.4. Equipamiento SEL para panel de Subestación Tipo 1

1.3 Subestaciones Tipo 2

La subestación tipo 2 consiste en un sistema capaz de integrar los controles digitales, alarmas e indicaciones de hasta tres bahías en una subestación eléctrica. Para el caso de este tipo de subestación el sistema se encuentra construido en dos paneles, el primero constituye el sistema SCADA con los equipos de comunicación y control y el segundo es una unidad de control de bahía (UCB) que contempla los módulos de entradas y salidas como se muestra en la Figura 1.5. El equipamiento de este sistema y su función se indica en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Equipamiento principal de la Subestación Tipo 2

Función	Marca	Modelo
Panel 1 – SCADA		
ODF (2)	MEXFO	FDP-1U
Conmutador ETH (2)	SEL	2730M
GPS	SEL	2488
SCADA	SEL	3555
Panel 2 – UCB		
ODF	MEXFO	FDP-1U
Módulos I/O	SEL	2240



Figura 1.5. Equipamiento SEL para paneles de Subestación Tipo 2 y unidad de control de bahía

1.4 Subestaciones Tipo 3

La subestación tipo 3 consiste en un sistema capaz de integrar los controles digitales, alarmas e indicaciones de hasta cuatro bahías en una subestación eléctrica. Para el caso de este tipo de subestación el sistema se encuentra construido en tres paneles, el primero constituye el sistema SCADA con los equipos de comunicación y control y el segundo y tercero son unidades de control de bahía (UCB) que contemplan los módulos de entradas y salidas como se muestra en la figura 1.6. El equipamiento de este sistema y su función se indica en la Tabla 1.3.

Tabla 1.3. Equipamiento principal de la Subestación Tipo 3

Función	Marca	Modelo
Panel 1 – SCADA		
ODF (2)	MEXFO	FDP-1U
Conmutador ETH (2)	SEL	2730M
GPS	SEL	2488
SCADA (2)	SEL	3555
Panel 2 – UCB01		
ODF	MEXFO	FDP-1U
Módulos I/O	SEL	2240
Panel 3 – UCB02		
ODF	MEXFO	FDP-1U
Módulos I/O	SEL	2240



Figura 1.6. Equipamiento SEL para paneles de Subestación Tipo 3 y unidades de control de bahía.

Capítulo 2

Desarrollo del proyecto

El proyecto se desarrolla en tres fases, la primera es la fase de diseño y desarrollo de la ingeniería de detalle de la solución técnica que contempla la liberación de la información necesaria para la construcción de las soluciones. La segunda fase es el diseño de la arquitectura de comunicaciones en la cual se especifica la interconexión física y lógica de todos los dispositivos con base en los criterios funcionales del proyecto. Finalmente, la tercera fase es el desarrollo de los ajustes lógicos y las aplicaciones gráficas de cada tipo de subestación.

En este capítulo se describen cada una de las fases de desarrollo del proyecto.

2.1 Diseño y desarrollo de la ingeniería

La ingeniería de detalle se clasifica por paneles o ensambles, dependiendo del tipo de subestación y tipo de construcción del panel según corresponda a la especificación técnica y funcional. Estos ensambles se agrupan por tipo de subestación de manera que se tienen tres grupos de ensambles que corresponden a los tres tipos de subestaciones (tipo 1, 2 o 3). Esta forma de clasificar permite un seguimiento puntual desde la fase de diseño, construcción y pruebas de cada tipo de subestación y permite la trazabilidad de los cambios, arreglos y correcciones durante todas las etapas del proyecto. En la tabla 2.1 se detalla la clasificación de los ensambles.

Para cada uno de los ensambles se desarrolla un conjunto de planos de ingeniería de detalle constructivo y funcional. Cada paquete de ingeniería cuenta con los siguientes planos:

- 1.- **Arreglos Generales.** En este plano se detalla el arreglo de los equipos y su montaje, así como el detalle constructivo de cada vista del panel. Como se puede ver en las Figuras 1.4, 1.5 y 1.6
- 2.- **Lista de materiales.** En este plano se detallan cada uno de los equipos principales y accesorios montados en el panel, con su referencia de ubicación y etiqueta de identificación.

3.- **Circuitos de alimentación de corriente alterna y directa.** En estos planos se detalla la conexión de todos los equipos a las fuentes de alimentación propias del panel o externas y la conexión de todas las entradas y salidas digitales de acuerdo con la función especificada. Ver Figura 2.1.

4.- **Vistas posteriores.** En este plano se detalla la parte posterior de todos los equipos principales. Ver Figura 2.2.

5.- **Conexión del sistema alimentación de respaldo.** En este plano se detallan las conexiones del banco de baterías. Ver Figura 2.3.

6.- **Arquitectura de comunicaciones.** En este plano se detallan las conexiones físicas de todos los equipos del sistema de acuerdo con el arreglo funcional de comunicaciones. Ver Figuras 2.5, 2.6 y 2.7.

Tabla 2.1. Clasificación de grupos de ensambles por tipo de subestación.

Tipo Subestación	Construcción del Gabinete	Marca Gabinete	Ensamble
1	Gabinete tipo exterior de rack sencillo	MEI	720-2552
	Gabinete tipo exterior de rack doble	MEI	720-2553
	Gabinete tipo interior de 42 unidades de rack	MEI	720-2554
	Gabinete tipo interior tipo rack de 7 pies	Panduit	720-2555
3	Gabinete tipo exterior de rack doble	MEI	720-2556
	Gabinete tipo interior de 42 unidades de rack	SEL	720-2557
	Gabinete tipo interior tipo rack de 19 pulgadas	Panduit	720-2558
	Gabinete tipo exterior unidad de control bahía	SEL	720-2559
	Gabinete tipo interior de 42 unidades de rack	SEL	720-2560
	Gabinete tipo interior tipo rack de 7 pies	Panduit	720-2561
5	Gabinete tipo exterior de rack doble	MEI	720-2562
	Gabinete tipo interior de 42 unidades de rack	SEL	720-2563
	Gabinete tipo interior tipo rack de 7 pies	Panduit	720-2564
	Gabinete tipo exterior unidad de control bahía 1	SEL	720-2565
	Gabinete tipo exterior unidad de control bahía 2	SEL	720-2566
	Gabinete tipo interior de 42 unidades de rack	SEL	720-2567
	Gabinete tipo interior tipo rack de 7 pies	Panduit	720-2568

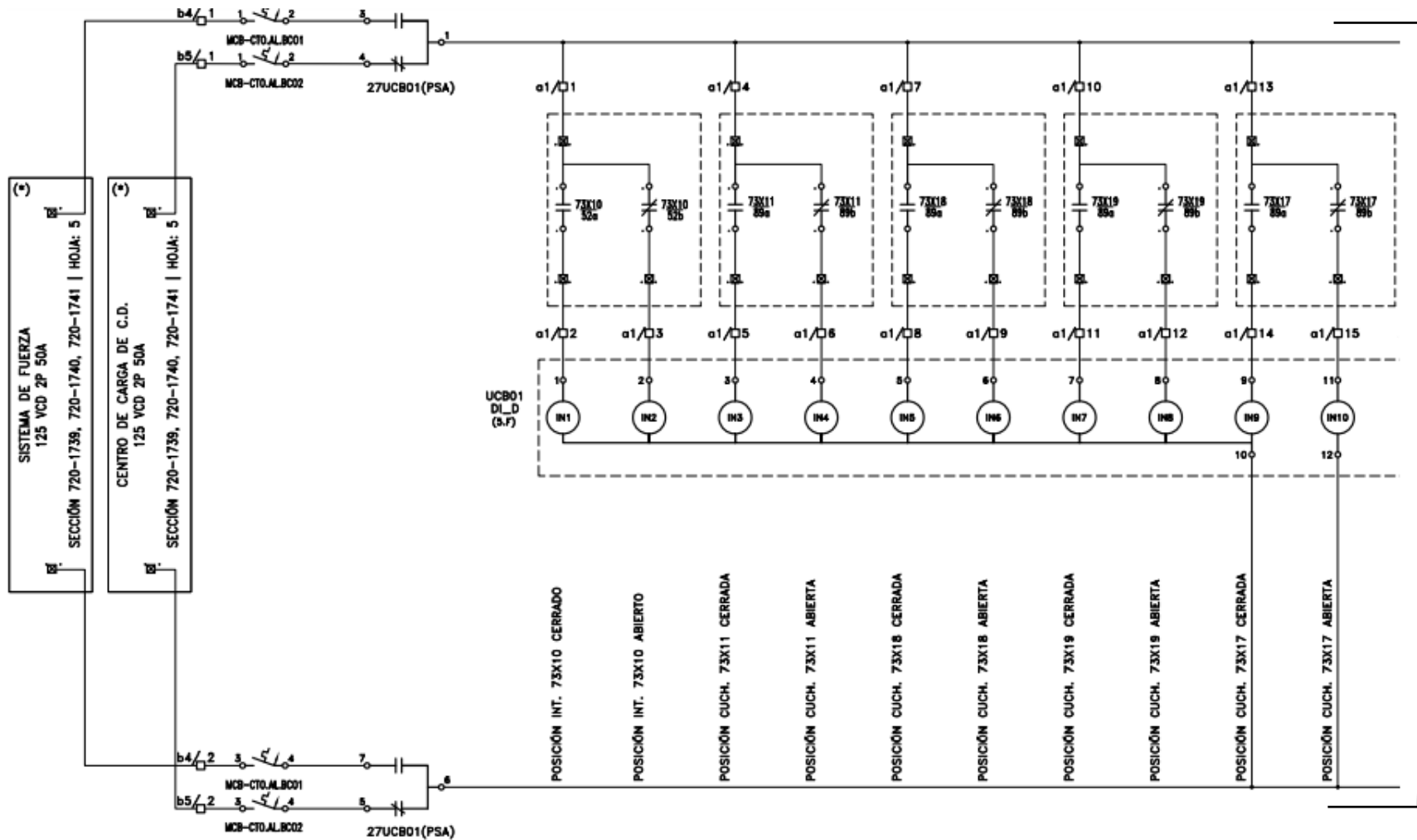


Figura 2.1. Planos del circuito de alimentación de corriente directa. Unidad de control de bahía.

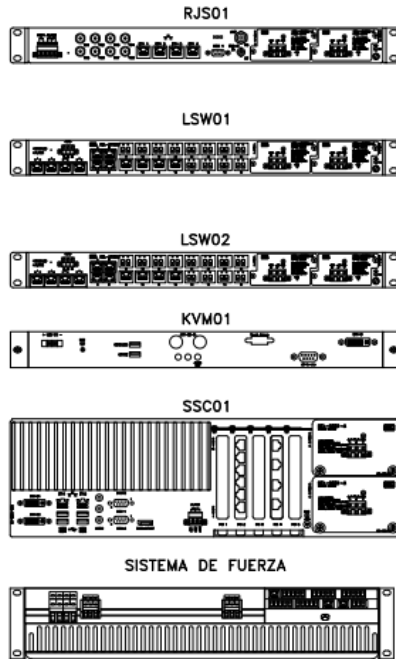


Figura 2.2. Planos de la vista posterior de equipos principales. Panel subestación tipo 3.

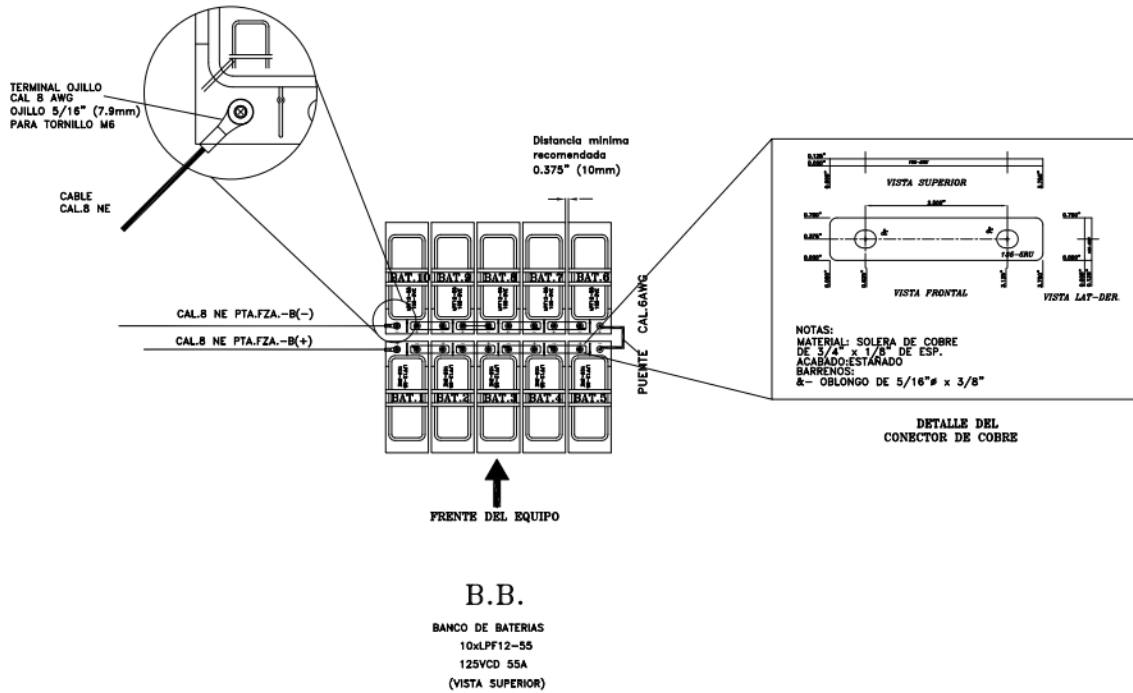


Figura 2.3. Planos de conexión del banco de baterías. Panel subestación tipo 3.

2.2 Arquitectura de comunicaciones

La arquitectura de comunicaciones define la forma física y lógica en la que los equipos del sistema deben interconectarse entre sí para lograr la operación y la integración de las señales provenientes de las bahías de la subestación hacia el sistema SCADA. En el estándar de comunicaciones IEC-61850 estas interconexiones se denominan conexiones físicas y conexiones lógicas (PC y LC) y los dispositivos se denominan nodos lógicos y dispositivos físicos (LN y PD). El conjunto de dispositivos y conexiones se denominan funciones (F). En la Figura 2.4 se observan representadas estas interconexiones. [5]

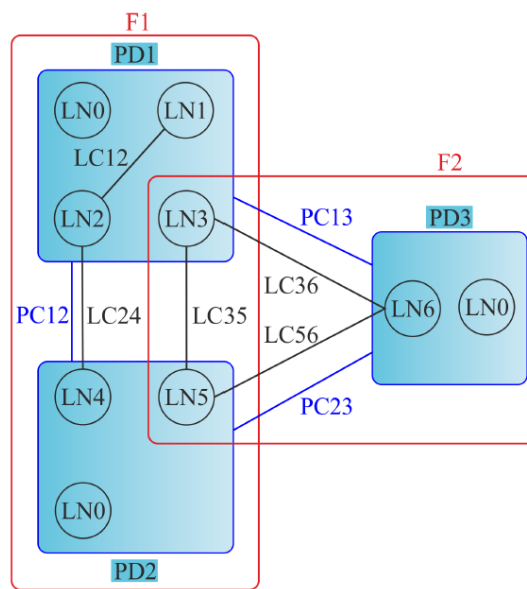


Figura 2.4. Nodos lógicos (LN), funciones (F) y dispositivos físicos (PD). [5]

Las especificaciones funcionales del proyecto SCADA REI definen una arquitectura de comunicaciones redundante para los tres tipos de subestaciones. En los paneles SCADA la conexión de los SCADAS al conmutador ethernet es de cobre (cable ethernet categoría 6 con conexión RJ45) para los tres tipos de sistemas. Para las subestaciones tipo 1, en donde los MES se encuentran dentro del mismo panel, la conexión también es de cobre. Para las subestaciones tipo 2 y 3, en donde la conexión hacia los MES se encuentra en los paneles UCB, la conexión es de fibra óptica.

La integración de los MES hacia el sistema SCADA es por medio del estándar IEC-61850 y la integración hacia el nivel superior, es decir, hacia las unidades centrales maestras (UCM) de los centros de control de transmisión, es por medio del protocolo DNP 3.0 Nivel 2.

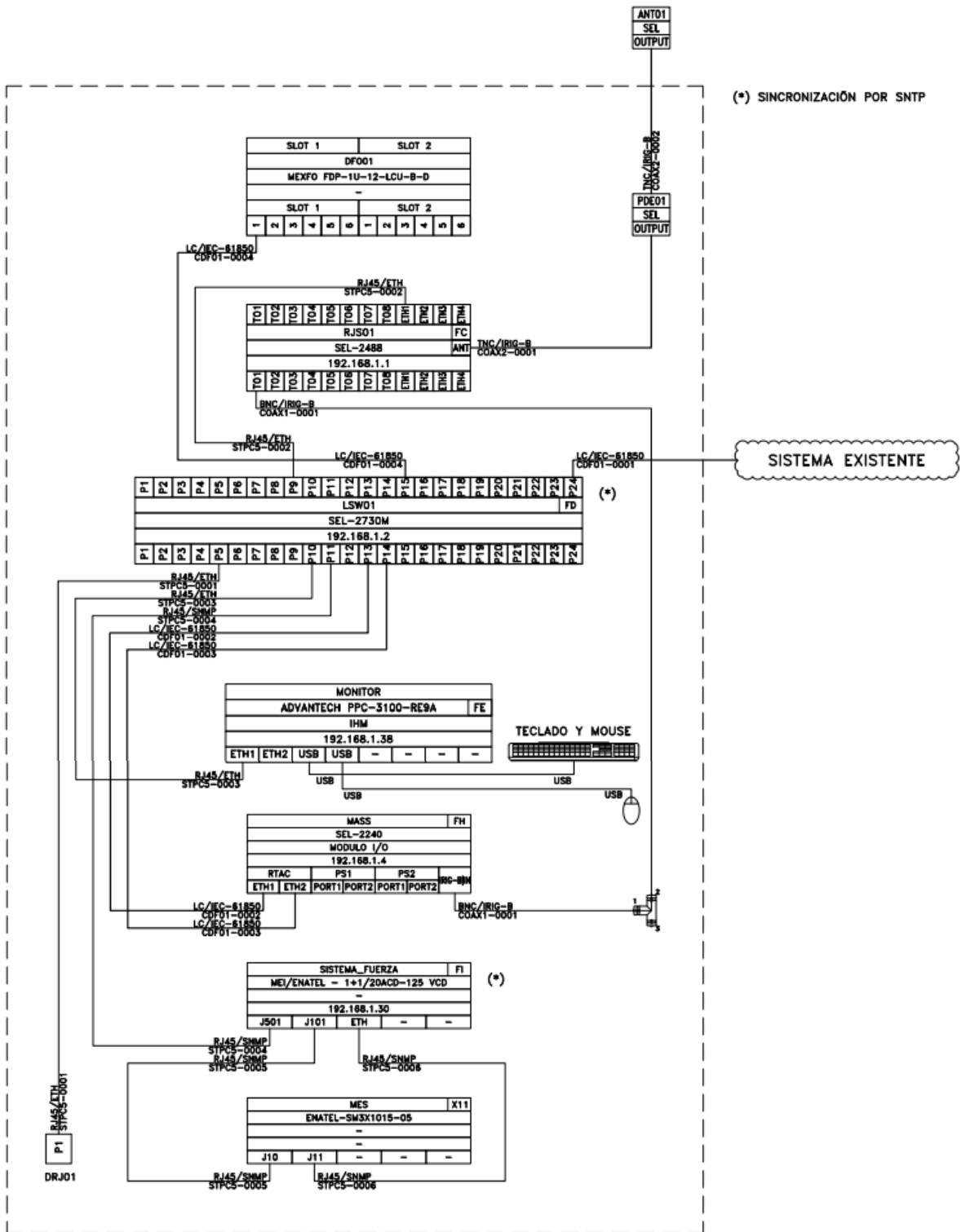


Figura 2.5. Planos de la arquitectura de comunicaciones. Sistema subestación tipo 1.

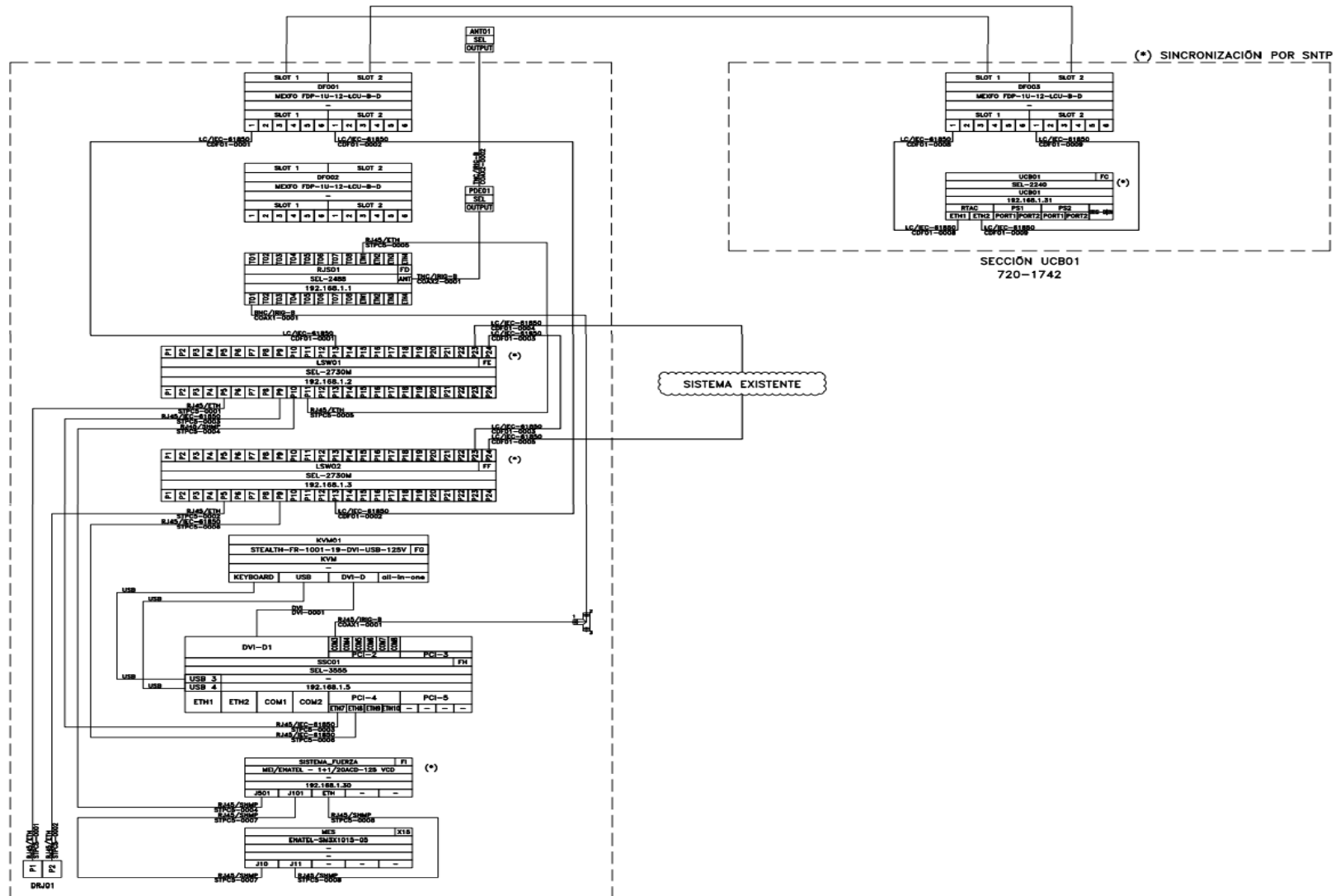


Figura 2.6. Planos de la arquitectura de comunicaciones. Sistema subestación tipo 2.

2.3 Diseño y desarrollo de los ajustes lógicos y las aplicaciones gráficas

Los ajustes lógicos para cada tipo de sistema dependen del diagrama unifilar de cada subestación (ver Figura 2.9). Asimismo, la CFE Transmisión define cuantas y cuales señales digitales serán integradas en cada subestación con base en la especificación DT-CTRL-10 y la ingeniería de control del equipo primario asociado (interruptores de potencia y cuchillas seccionadoras). Estas definiciones, así como los códigos de las subestaciones y los interruptores, son fundamentales para el desarrollo de los ajustes lógicos y aplicaciones gráficas.

El estándar IEC-61850 define la topología del SAS en las subestaciones por niveles de integración (ver figura 2.7). En este caso los MES se encuentran en el nivel de unidad de bahía interactuando con los interruptores y seccionadores que se encuentran en el nivel de procesos. Los SCADA que integran los MES se encuentran en el nivel de estación.

Los MES se ajustan con la personalización por subestación y bahía de cada uno de los controles, indicaciones y alarmas que se integrarán al SCADA, por medio del estándar IEC-61850.

La base de datos a nivel superior es ajustada en los sistemas SCADA con base en la especificación DT-CTRL-10 y de acuerdo con las particularidades definidas por cada gerencia de la CFE Transmisión. El ajuste de integración hacia nivel superior es por medio del protocolo de comunicaciones DNP 3.0 Nivel 2 (ver Tabla 2.2).

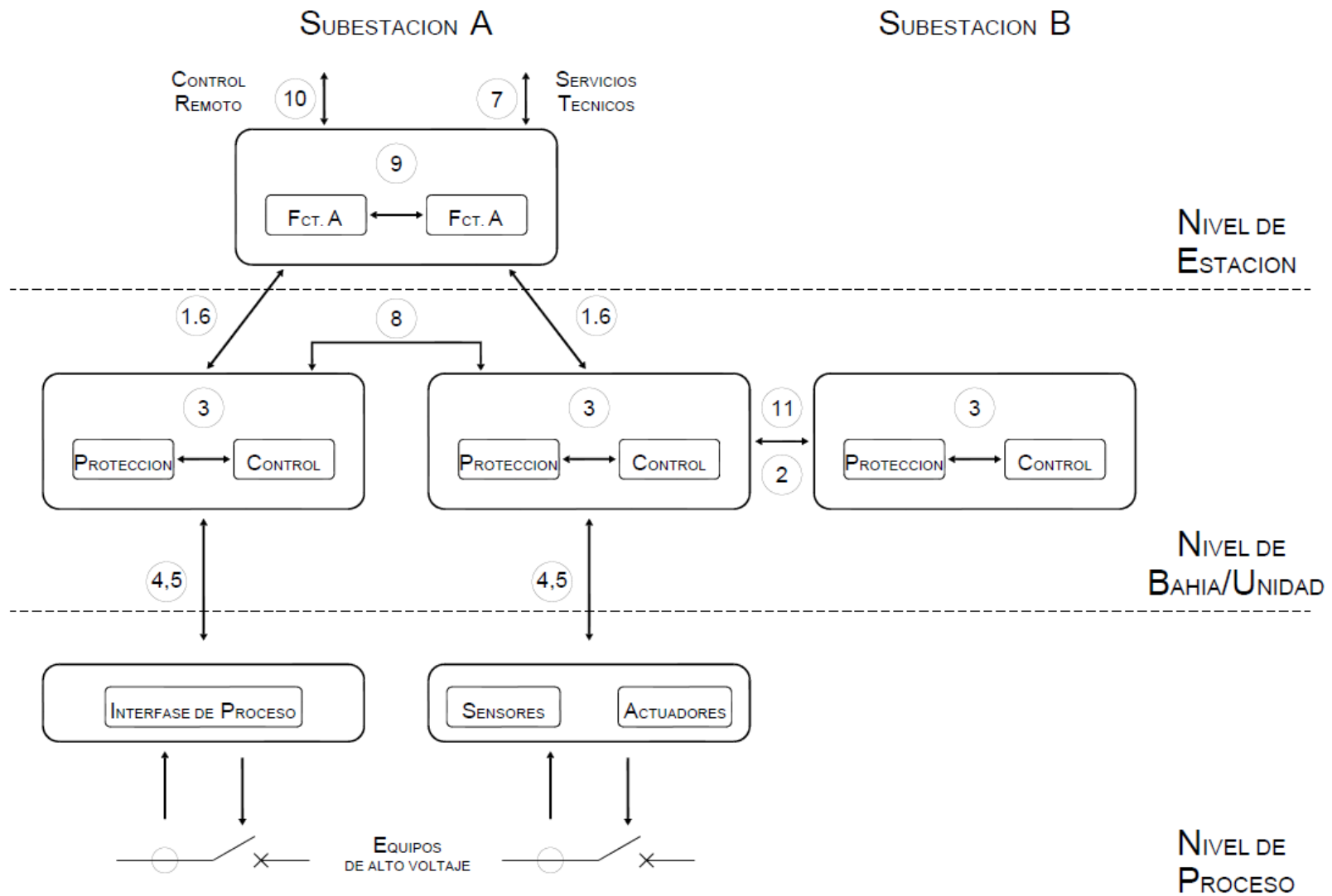


Figura 2.8. Topología del sistema de automatización de subestaciones. [5]

Las aplicaciones gráficas se diseñan en el SCADA para ser visualizadas en las pantallas de los paneles de cada tipo de subestación y son una representación animada y controlable del unifilar de cada subestación ajustada. La operación de estos dispositivos se puede hacer a través de los equipos periféricos, como son el teclado y el ratón, que en su conjunto integran la interfase hombre-máquina.

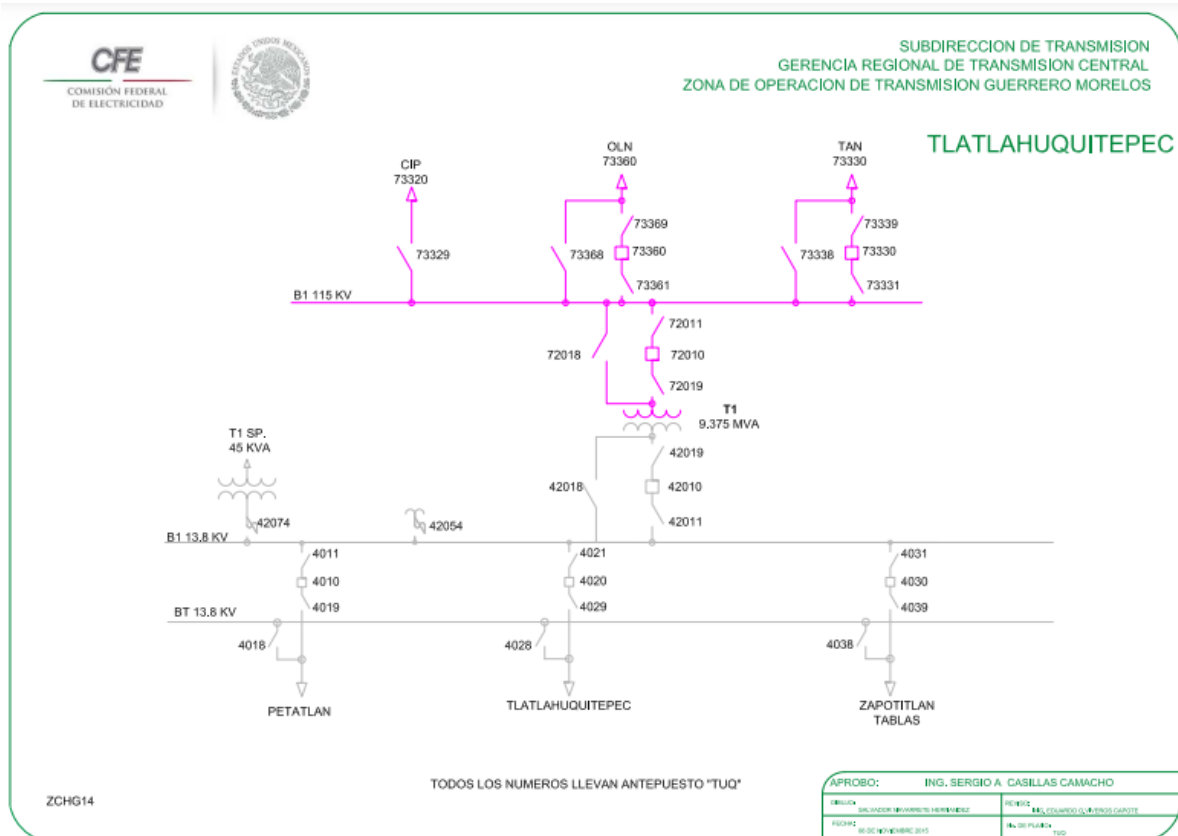


Figura 2.9. Diagrama Unifilar. Subestación Tlatlahuquitepec. Gerencia Central.

Tabla 2.2. Ejemplo de base de datos para control y monitoreo de una cuchilla.

DNP	Descripción 24 Caracteres	Descripción Completa	LN	Inst	Nombre	Estado 0	Estado 1	CEN	ZOT
71	CU-73361 BARRA 1 LT	CU 3 FASES 73361	XSWI	310	Pos	Abierta	Cerrada	1	1
72	AL-73361 FLL ORD CI	Falla orden de cierre 73361	GGIO	31	FItCls	Normal	Alarma	0	0
73	AL-73361 FLL ORD AP	Falla orden de apertura 73361	GGIO	31	FItOpn	Normal	Alarma	0	0
74	AL-73361 FAL VCD CIRC 89	Alarma falta CD control cuchilla 73361	GGIO	31	LosVDCSw	Normal	Alarma	0	0
75	AL-73361 FAL VCA CIRC 89	Falta de VCA 89s cuchilla 73361	GGIO	31	LosVACSw	Normal	Alarma	0	0
76	AL-73361 LOC REM 89	Local/remoto cuchilla 73361	XSWI	310	LocKey	Remoto	Local	0	0
77	AL-73361 BLOQUEO CIE 89	Permisivo a cierre 89 73361	CILO	31	EnaCls	Bloqueado	Normal	0	0
78	AL-73361 BLOQUEO APE 89	Permisivo a apertura 89 73361	CILO	31	EnaOpn	Bloqueado	Normal	0	0
79	AL-73361 INDET CUCH 89	Estado de cuchilla indeterminada 73361	XSWI	310	Dsc	Normal	Alarma	0	0

Capítulo 3

Pruebas y validación

En la etapa de pruebas y validación, se implementaron tres tipos de escenarios de prueba, uno por cada tipo de subestación o sistema. Se cargaron los ajustes de cada uno de los equipos y se validaron las bases de datos y las aplicaciones gráficas.

En este capítulo se describen cada uno de los escenarios de prueba, los protocolos de validación y los resultados de la etapa de pruebas y validación.

3.1 Escenarios de prueba

Para cada tipo de sistema se implementaron escenarios de prueba y validación para simular la interconexión de los sistemas SCADA con sus MES y los equipos accesorios.

- Para las subestaciones tipo 2, el escenario de prueba consiste en el panel SCADA y un panel UCB.
- Para el caso de las subestaciones tipo 3, el escenario incluye el panel SCADA y dos paneles UCB.
- La subestación tipo 1, solo considera el panel SCADA con el módulo MES integrado.

La interconexión de los equipos se efectúa de acuerdo con la arquitectura de comunicaciones, con cables de comunicaciones y fibras ópticas provisionales, denominadas “jumpers” (ver Figura 3.1).



Figura 3.1. Escenarios de prueba y validación

3.2 Protocolos de prueba y validación

Las pruebas de validación de los sistemas consideran los siguientes conceptos:

1.- **Pruebas de continuidad.** Esta prueba consiste en la validación física del cableado de control y comunicaciones. Se valida que el cableado corresponda con la ingeniería de detalle de control y comunicaciones. Se realiza con una prueba de continuidad punto a punto por medio de un multímetro y se registra rayando físicamente los planos esquemáticos de cada línea validada durante la prueba.

2.- **Carga de ajustes.** En esta prueba se descargan en los equipos, los ajustes lógicos y aplicaciones y se valida que todos los equipos reciban de forma correcta la transferencia de archivos de configuración.

3.- **Validación de la base de datos y aplicaciones gráficas.** Con el escenario de pruebas armado, se simulan física o por lógica forzada cada uno de los controles, indicaciones y alarmas desde los MES instalados en el panel SCADA (para el caso de la subestación tipo 1) o desde los paneles UCB (para el caso de las subestaciones tipo 2 y 3), y se valida la correcta operación de la aplicación gráfica en la pantalla de la IHM, así como la validación a nivel superior por medio de un simulador de unidad central maestra.

La validación de los sistemas se registra en el formato de calidad denominado “Reporte de Aceptación de Pruebas en Fábrica para tableros FES-114” (ver figuras 3.4.1 y 3.4.2).

Reporte de aceptación de pruebas en fábrica para tableros
 Factory acceptance test report for panels

Cliente: <i>Customer:</i>	COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD	Subestación: <i>Substation:</i>	S.E. ACUÑA DOS
Tipo de sección: <i>Section type:</i>	SECCIÓN SCADA REDUNDANTE	No. Ensamble: <i>Assembly number:</i>	720-2079
No. proyecto: <i>Project number:</i>	MX210180	Orden de trabajo: <i>Work order:</i>	120330

Datos generales
General and equipment data

Datos generales <i>General data</i>	Resultado <i>Result</i>	Observaciones <i>Comments</i>
✓ Resultado de la prueba operacional <i>Operational test result</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Resultado prueba de continuidad <i>Continuity test result</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Resultado de inspección visual <i>Visual inspection result</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS

Auxiliary services test

Prueba de circuito de servicios auxiliares

Circuito de alumbrado <i>Lighting circuit</i>	Resultado <i>Result</i>	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS <i>Comments</i>
✓ Correcta operación del circuito de alumbrado <i>Correct operation of lighting circuit</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Correcta operación de tomacorrientes y su conexión a tierra <i>Correct operation of AC power outlet and grounding</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Validación de funcionamiento de aire acondicionado <i>A/C verification</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Correcta operación de inversor <i>Inverter verification</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Correcta operación de KVM (conmutación) <i>KVM verification (switching)</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Correcta operación de teclado, mouse, pad, etc. <i>Keyboard, mouse, pad, and peripherals verification</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Revisión de funcionamiento de antena GPS <i>GPS verification</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS

Dispositivos electrónicos inteligentes probados
Intelligent electronic devices tested

DEI's <i>IED's</i>	Modelo <i>Model</i>	No. Serie <i>Serial Number</i>	Firmware	Special spec <i>Special spec</i>	Usuario/Clave <i>User/Password</i>
DEI 1 / IED 1	24880RAA1181AX23X	1211110215	R106-V0	SS-7269	Admin/Sel-2488
DEI 2 / IED 2	2730M0ARAA1222CCAX0	1210611359	R109-V2	N/A	Admin/Sel-2730
DEI 3 / IED 3	2730M0ARAA1222CCXCX0	1210611346	R109-V2	N/A	Admin/Sel-2730
DEI 4 / IED 4	FR-1002-19-KVM8-CAT6-125V	S2108030421153-0721G037	N/A	N/A	00000000/00000000
DEI 5 / IED 5	3555#NF2K	1211040486	R148-V3	N/A	Admin/Sel-3555
DEI 6 / IED 6	3555#NF2K	1211040488	R148-V3	N/A	Admin/Sel-3555
DEI 7 / IED 7	MEIHC3012	P2106P201886	N/A	N/A	N/A
DEI 8 / IED 8	HVC22-001-000	C2106P200381	N/A	N/A	Admin/Admin1

Figura 3.2.1 Formatos de prueba y validación para subestación tipo II, hoja 1

Reporte de aceptación de pruebas en fábrica para tableros

Pruebas realizadas a DEIs <i>Tests applied to IEDs</i>	Resultado <i>Result</i>	Observaciones <i>Comments</i>
✓ Verificación de interruptores termomagnéticos o fusibles <i>Breakers or fuses verification</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Operación de las salidas del DEI <i>Operation of outputs of the IED</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Operación de las entradas del DEI <i>Operation of inputs of the IED</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Prueba de los puertos de comunicación <i>Test of the communication ports</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Conexión de chasis a barra de tierra <i>Chassis grounding connection</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Verificación de VCD (27) <i>VDC (27) verification</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS

Verificación de equipo adicional

Verification of additional equipment

Equipo adicional <i>Additional equipmet</i>	Resultado <i>Result</i>	Observaciones <i>Comments</i>
✓ Correcta operación de relevadores auxiliares <i>Correct operation of auxiliary relays</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Correcta conexión del cableado de comunicaciones <i>Correct conection of communications wiring</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Verificación red de tierras del panel <i>Panel grounding verification</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
- Correcta operación de lámparas <i>Correct operation of lamps</i>	N/A	N/A
✓ Correcta conexión de cableado para baterías y UPS <i>Correct conection for batteries and UPS</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Correcta operación de tabllas seccionables <i>Verification</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
- Correcta conexión de diodos <i>Correct conection of diodes</i>	N/A	N/A
✓ Colocación de etiquetas con usuario y contraseña (Idioma: Español) <i>Verification of user/password labels (Lenguaje: Spanish)</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS
✓ Revisión de torque en conectores phoenix <i>Verification of correct torque in phoenix connector</i>	PASO/PASS	SIN COMENTARIOS/NO COMMENTS

Inspeccionado por: <i>Inspected by:</i>	Valeria Garcia	Fecha: <i>Date:</i>	14/9/2021
--	----------------	------------------------	-----------

Figura 3.2.2 Formatos de prueba y validación para subestación tipo II, hoja 2

Capítulo 4

Resultados

El proyecto REI para SEL concluye con la entrega de más de mil sistemas que serán instalados por personal de CFE en las subestaciones de la red de transmisión del país y serán integrados a los centros de operación de transmisión, los cuales podrán operar controles y monitorear indicaciones y alarmas de las bahías de las subestaciones en las que antes no se contaba con la totalidad de la funcionalidad, incrementando la confiabilidad del sistema eléctrico nacional y reduciendo los tiempos de restablecimiento en caso de fallas.

En este capítulo se describen los resultados del proyecto desde el punto de vista técnico para SEL México.

4.1 Resultados técnicos

Los indicadores empleados por SEL México para evaluar técnicamente los resultados de los proyectos, desde el punto de vista del diseño de ingeniería, forman parte del sistema de calidad de procesos definido por la empresa y son el resultado de una evaluación de los resultados históricos. Para este proyecto, se evaluaron los siguientes indicadores de calidad:

1.- **Defectos de Alambrado.** Este indicador evalúa la calidad del diseño de la ingeniería de detalle de los paneles, contabilizando la cantidad de defectos encontrados en la etapa de pruebas y validación en el alambrado de control y comunicaciones de los tableros. Los defectos encontrados en esta etapa de validación son corregidos de manera que no representen un escape de calidad para el cliente. La fórmula para determinar el porcentaje de defectos de alambrado es la siguiente:

$$\text{Defectos de alambrado (\%)} = \frac{\text{Cantidad de cables incorrectos}}{\text{Total de cables liberados}} \times 100\%$$

La meta en este indicador es, mantener los defectos por debajo del 2% para considerar que el proyecto se encuentra dentro de los límites de calidad.

2.- Defectos de IHM. Este indicador evalúa la cantidad del diseño de la ingeniería de automatización (ajustes de los equipos y aplicaciones gráficas), contabilizando la cantidad de defectos encontrados en la etapa de pruebas y validación en las variables lógicas y en los ajustes SCADA. Los defectos encontrados en esta etapa de validación son corregidos de manera que no representen un escape de calidad para el cliente. La fórmula para determinar el porcentaje de defectos de IHM es la siguiente:

$$\text{Defectos de IHM (\%)} = \frac{\text{Cantidad de variables incorrectas}}{\text{Total de variables liberados}} \times 100\%$$

La meta en este indicador es, mantener los defectos por debajo del 3% para considerar que el proyecto se encuentra dentro de los límites de calidad.

En el proyecto SCADA REI, se contabilizaron 454,721 cables (conexiones de cobre de un punto a otro dentro del panel) y se detectaron 3,451 defectos de alambrado durante la etapa de pruebas y validación, dando como resultado un porcentaje de defectos de alambrado de:

$$\text{Defectos de alambrado SCADA REI (\%)} = \frac{3,451}{454,721} \times 100\%$$

$$\text{Defectos de alambrado SCADA REI (\%)} = 0.76\% \text{ (al 31 de enero de 2022)}$$

En lo referente a los defectos de IHM, se contabilizaron 336,092 variables de control y se detectaron 1,735 defectos de IHM durante la etapa de pruebas y validación, dando como resultado un porcentaje de defectos de IHM de:

$$\text{Defectos de IHM (\%)} = \frac{1,735}{336,092} \times 100\%$$

$$\text{Defectos de IHM (\%)} = 0.52\% \text{ (al 31 de enero de 2022)}$$

Estos resultados se encuentran dentro de la meta y son consistentes con los resultados operativos mensuales con los que SEL evalúa la calidad del diseño dentro de los procesos de ingeniería. La repetitividad en el diseño de los sistemas fue determinante en la mejora de los indicadores durante el avance en el desarrollo de este proyecto. Se generaron lecciones aprendidas que fueron aplicadas, mejorando cada vez la calidad de los entregables.

Conclusiones:

El proyecto REI para SEL se consolida como uno de los proyectos más importantes que ha desarrollado la compañía SEL para la CFE. Con este proyecto se ha incrementado de forma considerable la base instalada de equipo de automatización marca SEL en más de mil subestaciones eléctricas en todo el país.

Si bien la base instalada representa en sí misma retos importantes para la atención de garantías y consultas de soporte técnico durante la puesta en servicio y la operación normal de los sistemas, también representa la posibilidad de desarrollar aplicaciones futuras en beneficio de la CFE. Con la tecnología SEL operando en la mayoría de las subestaciones, se pueden analizar nuevas formas de mejorar los procesos de operación y mantenimiento de los sistemas en las subestaciones eléctricas.

Durante el desarrollo del proyecto, SEL pudo entender y mejorar los procesos internos y retroalimentar a los desarrolladores de los productos sobre los hallazgos, recomendaciones y mejoras observadas durante las etapas de desarrollo y de pruebas y validación.

Sin duda este proyecto será un referente técnico y un punto de partida para el desarrollo de proyectos futuros emprendidos por la compañía SEL, tanto para la CFE como para otras empresas públicas y privadas que suministran energía eléctrica o que se interconectan a los sistemas eléctricos de potencia.

Mi participación en el proyecto REI como Gerente de Proyecto, me dio la posibilidad de participar en todas las etapas del proyecto, desde su concepción, coordinando equipos multidisciplinarios y alineando los esfuerzos hacia el logro de los objetivos comunes.

La experiencia que me dio el haber trabajado en la CFE durante casi ocho años me dio la posibilidad de aportar al proyecto mi conocimiento del cliente, sus especificaciones, el manejo de su información y la interpretación de sus expectativas.

Los conocimientos adquiridos en el estudio de la maestría en sistemas eléctricos de potencia desarrollaron en mí un mayor entendimiento de la complejidad del sistema eléctrico de potencia y de todos los elementos que interactúan entre sí para el óptimo desempeño y operación de las redes eléctricas.

El estudio de la maestría en conjunto con la experiencia del proyecto REI alimentó en mí la necesidad de profundizar en el estudio de los sistemas eléctricos de potencia desde el punto de vista del control y adquisición de datos y redes comunicaciones. Este enfoque requirió de conocimientos más amplios sobre la forma en la que opera, mantiene, controla y despacha el sistema eléctrico de potencia, siento el estudio de la maestría fuente fundamental del conocimiento requerido para llevar a buen término el presente trabajo de investigación.

Lista de figuras

Figura 1. Estructura de los sistemas de comunicaciones y control.

Figura 1.1. Estructura general del estándar IEC-61860.

Figura 1.2. Ambiente de un sistema de automatización de una “utility”.

Figura 1.3. Diagrama unifilar de subestación con identificación de bahías en alta tensión.

Figura 1.4. Equipamiento SEL para panel de Subestación Tipo 1.

Figura 1.5. Equipamiento SEL para paneles de Subestación Tipo 2 y unidad de control de bahía.

Figura 1.6. Equipamiento SEL para paneles de Subestación Tipo 3 y unidades de control de bahía.

Figura 2.1. Planos del circuito de alimentación de corriente directa. Unidad de control de bahía.

Figura 2.2. Planos de la vista posterior de equipos principales. Panel subestación tipo 3.

Figura 2.3. Planos de conexión del banco de baterías. Panel subestación tipo 3.

Figura 2.4. Nodos lógicos (LN), funciones (F) y dispositivos físicos (PD).

Figura 2.5. Planos de la arquitectura de comunicaciones. Sistema subestación tipo 1.

Figura 2.6. Planos de la arquitectura de comunicaciones. Sistema subestación tipo 2.

Figura 2.7. Planos de la arquitectura de comunicaciones. Sistema subestación tipo 3.

Figura 2.8. Topología del sistema de automatización de subestaciones.

Figura 2.9. Diagrama Unifilar. Subestación Tlatlahuquitepec. Gerencia Central.

Figura 3.1. Escenarios de prueba y validación.

Figura 3.2. Formatos de prueba y validación para subestación tipo II.

Bibliografía

- [1] Comisión Federal de Electricidad, *CFE DT-CTRL-10*, 2017.
- [2] Comisión Federal de Electricidad, *Adquisición Plurianual SCADA Red Eléctrica Inteligente*, «Pliego de requisitos»,«Anexo del Pliego de Requisitos», 2020.
- [3] Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación DOF, *Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad*, 2016.
- [4] Comisión Federal de Electricidad, *Portal CFE*, 2022.
- [5] IEEE, *The IEC 61850 Standard – Communication Networks and Automation Systems from an Electrical Engineering Point of View*, Yulian Rangelov, Nikolay Nikolaev and Milena Ivanova, 2016.
- [6] IEEE, *IEC 61850 Testing and Commissioning Advantages Using GOOSE Messaging*, Antonio Riccardo Jr., PE, 2019.