

# Proyecto de Modernización: Caseta Modular de Control para la Subestación Eléctrica Nava

David Sánchez, Rey David González y Enrique Valdez, *Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V.*  
Carlos M. Robledo, Raúl J. Cavazos, José J. Luna, Sergio D. González y Gerardo M. Robledo, *Comisión Federal de Electricidad*

**Resumen**—La subestación Nava se encuentra localizada en el Noreste de México y es una de las subestaciones más importantes de esa área. La CFE tenía la necesidad de modernizar el sistema de protección, control y medición (PCM), así como los equipos de comunicaciones de la subestación, y a la vez contar con un sistema integrado que le permitiera la supervisión y el control local y remoto; adicionalmente, los equipos deberían ser reubicados en una nueva caseta de control, debido a la venta del antiguo edificio de generación. En este artículo se describe la justificación técnico-económica del proyecto de modernización, y los retos más importantes que se enfrentaron durante el desarrollo del proyecto. Se describe también la solución técnica desarrollada y la forma en que se aprovechó al máximo la multifuncionalidad de los modernos equipos de protección, medición y comunicaciones. Finalmente, se resaltan las características que diferencian el sistema integrado de la Subestación Nava de los sistemas integrados tradicionales.

**Palabras clave:** Protección, Automatización, IHM, Procesador de Comunicaciones, Controlador de Comunicaciones, Relevadores, Medidores.

## I. INTRODUCCIÓN

Durante el año 2003, la Gerencia Regional de Transmisión Noreste (GRTNE) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), realizó la venta del antiguo edificio de generación de la Central de Generación Termoeléctrica “Venustiano Carranza” y tenía como plazo para entregarlo hasta el 30 del Noviembre del 2004. A raíz de la venta del edificio de generación, nació la necesidad de reubicar el equipo de protección, medición y comunicaciones a otro cuarto de control dentro de la Subestación Eléctrica Nava.

Debido a que los equipos existentes eran viejos, la CFE – GRTNE proyectó la modernización del sistema de protección, medición, comunicaciones y control para contar con un sistema integrado que explotara al máximo las capacidades de las modernas tecnologías disponibles para equipos de protección, control y medición.

## II. ANTECEDENTES DEL PROYECTO

La Central de Generación Termoeléctrica “Venustiano Carranza” inició operaciones en 1964, siendo la primera central de generación (carboeléctrica) del Noreste de México. Suspendió sus operaciones en 1984, y desde entonces la Subestación Eléctrica Nava se convirtió en una subestación de conmutación (*switcheo*), y una de las más importantes del noreste del país. La subestación Nava se diseñó originalmente como una subestación elevadora de voltaje.

La central de generación se encuentra ubicada en Nava, Coahuila, sobre la Carretera 57 Monclova – Piedras Negras, Km 203, a 50 Km de Piedras Negras, Coahuila.

La Subestación Nava es una de las más importantes de la Gerencia de Transmisión y Transformación Noreste; la operación y mantenimiento de la misma está a cargo del personal de la Subárea de Transmisión y Transformación Río Escondido (SATTRE).

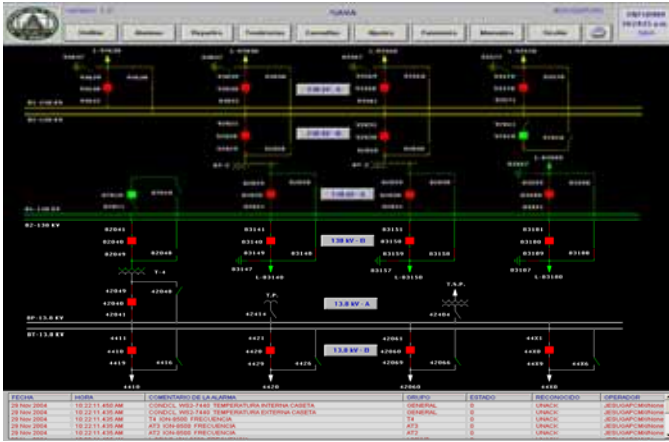
### A. Configuración de la Subestación Nava

La configuración de la Subestación Nava (ver Fig. 1), después de 40 años en operación, está integrada por los siguientes esquemas:

- En 230 kV existen cuatro líneas, dos auto-transformadores de 230/138/13.8 kV, 30/45/7.5/10 MVA 30/45/7.5/10 MVA, y un interruptor de transferencia, en un arreglo de barra principal (BP) y barra de transferencia (BT). Esta configuración proporciona flexibilidad, pues da la posibilidad de sustituir el interruptor propio por el interruptor comodín en casos de mantenimiento del interruptor propio, sin necesidad de desenergizar la línea.
- En 138 kV existen cuatro líneas, un transformador de 138/13.8 kV, 12/16/20 MVA y un interruptor de transferencia, en un arreglo de barra principal (BP) y barra de transferencia (BT).
- En 13.8 kV se tienen cuatro alimentadores en un arreglo de barra principal (BP) y barra de transferencia (BT).

### B. Justificación del proyecto

Debido a la necesidad de reubicar los equipos instalados en el edificio de generación que había sido vendido, CFE planeó hacer un proyecto de modernización completo de los esquemas de protección, control y medición de la subestación Nava (Fig. 2), tomando en cuenta las siguientes consideraciones:



- Necesidad de contar con una nueva caseta de control que permitiera alojar los nuevos tableros de protección, control y medición (PCM), así como el sistema integrado de supervisión y control.
- Las trincheras de la subestación estaban llenas de cables de control antiguos, que deberían ser remplazados para darle mayor confiabilidad al nuevo sistema.
- CFE quería reducir la cantidad de cables de control, replazándolos por equipos y enlaces de fibra óptica para enviar señales y comandos.
- El nuevo sistema de protección, control y medición debería estar completamente instalado y funcionando para antes del 30 de Noviembre del 2004.

CFE hizo una evaluación de las diferentes opciones disponibles en el mercado para determinar la alternativa tecnológica que le permitiera realizar la modernización en tiempo y presupuesto. CFE hizo una evaluación profunda en un tiempo muy corto; entre las alternativas que se consideraron para el desarrollo del proyecto de modernización se incluyeron:

- Construir una nueva caseta de control de concreto.
- Ampliar la caseta de control existente; en ella están alojados equipos de comunicaciones y una estación de operación de un sistema integrado existente.
- Modernizar la subestación en base a gabinetes PCM distribuidos en el patio de la subestación, adyacentes a los equipos, considerando un gabinete por equipo primario.

- Adquirir una caseta de control prefabricada, que incluyera gabinetes PCM, gabinetes de módulos de entrada/salida (E/S) distribuidos en el patio de la subestación (de intemperie), el sistema de supervisión y control local y los enlaces de fibra óptica requeridos.

CFE decidió especificar y licitar una caseta de control prefabricada para el proyecto de modernización por las siguientes razones:

**Consideraciones económicas.** El costo del proyecto basado en una caseta prefabricada es mucho menor que la solución basada en la construcción de una nueva caseta de control de concreto, e incluso es menor que el costo de realizar la aplicación de la caseta de control existente. El proyecto de modernización en base a la caseta prefabricada significó un ahorro de alrededor del 40% en el costo total del proyecto, comparado con el costo de un proyecto tradicional para una subestación equivalente. La caseta de control incluye 12 secciones de racks de PCM (52 relevadores de protección y 11 medidores multifuncionales), dos secciones de racks para IHM local y equipos de integración (1 controlador de comunicaciones y 7 procesadores de comunicaciones), 20 gabinetes de módulos remotos de E/S (75 dispositivos), aproximadamente 4000 m de fibra óptica, accesorios, y los servicios asociados.

**Espacio.** Las soluciones en base a tableros PCM tradicionales incluyen una gran cantidad de accesorios y relevadores auxiliares, de manera que se requieren gabinetes con mayor espacio para alojarlos, o una cantidad mayor de gabinetes. Las gabinetes PCM tradicionales son más caros, pues contienen estos accesorios y relevadores auxiliares, que además son propensos a fallas que generalmente no se detectan de manera inmediata. Al eliminar estos accesorios y relevadores auxiliares, se reduce el espacio requerido por los gabinetes PCM. Al utilizar racks abiertos en lugar de gabinetes cerrados, se reduce el tamaño y costo de los mismos.

**Tecnología.** Haciendo uso de la tecnología más avanzada disponible en el mercado, es posible reducir la cantidad de cables de control de cobre utilizados para las señales, alarmas y controles. En lugar de cable de control (ver Fig. 3), se especificaron enlaces de fibra óptica y módulos remotos de E/S, eliminando con ellos los problemas ocasionados por interferencias electromagnéticas y de radiofrecuencia. Dentro de la caseta de control se hace un uso muy amplio de las capacidades de integración y comunicación de los dispositivos electrónicos inteligentes (DEIs); la mayor parte del intercambio de información entre equipos se realiza por medio de enlaces de comunicación digital, los que se están supervisando permanentemente y, en caso de fallos en los mismos, se emiten reportes.

**Puesta en servicio.** Debido a que la Subestación Nava se encuentra en operación, y al compromiso de entregar el edificio de generación para el 30 de Noviembre del 2004, el

tiempo de puesta en servicio del sistema integrado de PCM era un tema extremadamente crítico. Una de las razones que CFE tomó en consideración para seleccionar la solución basada en una caseta prefabricada fue que esta podría reducir en más de un 50% el tiempo requerido para realizar los trabajos de puesta en servicio [1].



Fig. 3. Cable de control sustituido por enlaces de fibra óptica.

### III. OBJETIVOS DEL DISEÑO DEL SISTEMA

El equipo responsable del desarrollo del proyecto se planteó los siguientes objetivos:

- Desarrollar un diseño dual, robusto y tolerante a fallas, que permitiera:
  - Eliminar puntos sencillos de falla, por medio de la aplicación de la dualidad. Esta característica brinda amplia seguridad en la operación del sistema.
  - Eliminar los problemas de fallas por el uso de relevadores auxiliares, conmutadores y accesorios, en la medida de lo posible.
  - Diseñar un sistema que se autoverifique continuamente y que responda inteligentemente a fallos de comunicaciones.
- Mejorar la calidad y reducir el costo del proyecto [1]:
  - Reducir el alambrado a campo.
  - Probar completamente el sistema con simuladores digitales antes de la puesta en servicio del mismo.
  - Reducir los trabajos de puesta en servicio, que generalmente implican altos costos.
- Mejorar la seguridad del sistema y la manera de operar y administrar el sistema eléctrico:
  - Implementar ampliamente lógicas de control de interbloqueos y permisivos.
  - Desarrollar una interfaz humano-máquina (IHM) intuitiva y amigable para el operador. Incluir la lógica necesaria para aprovechar la dualidad del sistema de protección, control y medición.
  - Proporcionar los mejores mecanismos y herramientas para el almacenamiento y administración de información histórica de alarmas y eventos, para hacer un buen análisis de fallas.
  - Proporcionar la documentación adecuada para describir el diseño y la forma de auxiliar en la operación y resolución de problemas del sistema.

- Diseñar e implementar esquemas de protección seguros, confiables y económicos en base a relevadores multifuncionales, módulos de E/S y procesadores lógicos.
- Utilizar al máximo las funciones de protección, control, monitoreo y comunicaciones que ofrecen los modernos relevadores de protección.
- Aplicar al máximo la nueva tecnología, sin demeritar la funcionalidad que ofrecen los sistemas PCM tradicionales.
- Diseñar una solución modular, flexible, confiable, expandible, con capacidad de agregar funcionalidad con el mismo equipamiento, económica, de la más alta calidad y que cumpliera las especificaciones del cliente.

### IV. DISEÑO DE LA CASETA DE CONTROL

Un aspecto fundamental del diseño de este proyecto fue la mejora de la calidad del sistema y la reducción del costo de la puesta en servicio. El sistema integrado se probó completamente antes de iniciar la puesta en servicio del mismo, incluyendo en las pruebas: alambrado interno de la caseta, lógica programada, enlaces de comunicaciones, sistema de cómputo e IHM, y enlace al nivel superior, entre otros. Estas pruebas de validación del sistema permitieron mejorar significativamente su calidad, reducir costos y hacer una mejor planeación para la puesta en servicio del mismo.

#### A. Caseta de control prefabricada

Un reto importante durante el diseño fue colocar todos los equipos de protección, control y medición en una caseta prefabricada de un tamaño reducido, que pudiera ser transportada fácilmente. Las dimensiones de la caseta son, aproximadamente, 9 m de largo, 4 m de ancho y 3.4 m de alto.

La caseta incluye una pequeña área de oficina al fondo de la misma. Cuenta con un sistema de aire acondicionado, formado por dos unidades de dos toneladas para la parte principal de la caseta y una unidad tipo ventana para el área de oficina. En la Fig. 4 se muestra la distribución física de los equipos dentro de la caseta de control. La apariencia física exterior e interior de la caseta se muestra en la Fig. 5.

#### B. Secciones PCM

Para aprovechar de la mejor manera el espacio disponible en la caseta de control, se utilizaron dos líneas de racks abiertos (sin puerta posterior, sin base y sin techo). Los racks se centraron en la caseta, dejando una separación a las paredes de la misma de aproximadamente 60 cm, y, entre las líneas de racks, de 125 cm. El equipo de protección, control y medición se montó en la parte frontal y se instalaron tablillas de conexión en las paredes laterales de los racks.

El cableado hacia el gabinete de interfaz se hizo a través de charolas fijadas al techo. En este sistema se omitieron los blocks de prueba, debido a que las señales de disparo y los arranques de funciones se bloquean por medio de lógica programada. Para el bloqueo de las señales de corriente y

voltaje se utilizaron tablillas cortocircuitables y termomagnéticos respectivamente.

Los gabinetes centralizadores delimitan claramente la frontera entre los equipos de la caseta de control y los equipos primarios de la subestación. Las señales de disparo a la Bobina 1 del interruptor, cierre, control y alarma se envían a través de enlaces de fibra óptica hacia los módulos de E/S. El disparo a la Bobina 2 y las señales de corriente, voltaje y alimentación son las únicas señales conectadas a los equipos primarios por medio de cables de control de cobre.

La IHM local hizo posible eliminar equipos, como cuadros de alarmas, que de otra manera hubiesen requerido espacio en los racks. El uso de relevadores de protección y medidores basados en microprocesadores, hizo posible reducir significativamente el espacio requerido.

### C. Sistemas auxiliares de alimentación

El sistema de alimentación de CA existente en la subestación Nava se utilizó para la nueva caseta de control.

El sistema de alimentación de CD es completamente redundante. Se tiene doble alimentación de CD de los sistemas de bancos de baterías existentes al gabinete de distribución, que cuenta con un sistema de interruptor de enlace para brindar mayor confiabilidad al sistema. Para evitar puntos sencillos de falla se distribuyeron cuidadosamente los circuitos de protección y control en las secciones correspondientes al Sistema 1 y al Sistema 2 del gabinete de distribución.

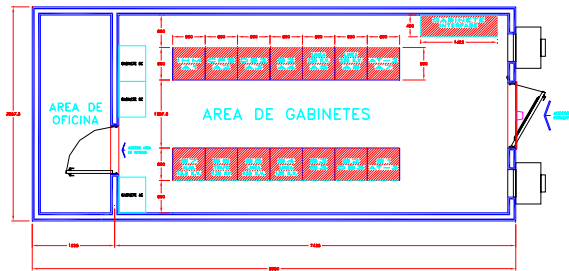


Fig. 4. Caseta de control de la Subestación Nava.



Fig. 5. Apariencia de la caseta de control de la Subestación Nava.

## V. DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

Los sistemas de protección y control tienen una arquitectura de sistema dual. A través del diseño del sistema en base a un arreglo de esquemas duales (Sistema 1 y Sistema 2), se logró implementar un sistema robusto y tolerante a fallas, con características de auto-supervisión continua. La

Fig. 7 muestra la arquitectura general del sistema. Las funciones más importantes que desempeña el sistema de protección son:

- Detección de fallas en el sistema eléctrico
  - Relevadores del Sistema 1.
  - Relevadores del Sistema 2, en caso de que aplique.
- Interrupción/disparo por fallas en el sistema eléctrico
  - Disparo del interruptor por Sistema 1.
  - Disparo del interruptor por Sistema 2.
- Controles, señalización y alarmas
  - Sistema 1 a IHM local y al SCADA.
  - Sistema 2 a IHM local.
- Lógica de interbloqueo y permisivos de operación
  - Procesadores lógicos del Sistema 1.
  - Procesadores lógicos del Sistema 2.

### A. Validación de la información de campo

La adquisición de la información es extremadamente importante, ya que de ello depende el correcto funcionamiento de los sistemas de protección y control [1]. Un diseño tradicional requeriría la inclusión de conmutadores y relevadores auxiliares para cada circuito, y, por tanto, requeriría la implementación de lógicas de interbloqueo alambradas. Si algún contacto auxiliar se encuentra en un estado incorrecto o funcionando inapropiadamente, esto podría no ser detectado oportunamente. El riesgo que se corre en este caso es que el sistema puede tener un problema oculto, que puede resultar en operaciones incorrectas o en la no ejecución de operaciones.

Bajo estas consideraciones, el uso de un sistema completamente integrado, basado en un diseño de sistema dual, tiene ventajas muy significativas. Cada punto de señalización o alarma se adquiere tanto por el Sistema 1 como por el Sistema 2. Cada señal o alarma se intercambia, a través de los procesadores lógicos, con cada circuito y lógica de interbloqueo que lo requiera. El estado de cada punto se valida permanentemente por medio de la IHM, que verifica la congruencia de la información recuperada por los dos sistemas.

La adquisición de señales validadas en base a un sistema de adquisición de datos dual, tiene varias ventajas:

1. Todos los sistemas individuales operan consistentemente.
2. Si uno de los sistemas reporta problemas con la señalización adquirida, genera una alarma de manera inmediata y el problema puede ser atendido y corregido oportunamente, antes de que esa condición provoque una operación incorrecta.
3. Debido a que la información de las señales adquiridas y validadas se utiliza tanto en los equipos de protección, como para señalización en la IHM local y el SCADA remoto, los problemas de validación de información aparecen inmediatamente y se pueden resolver oportunamente.
4. Al reducir el número de conmutadores y relevadores auxiliares, que son propensos a fallas, se mejora la confiabilidad del sistema [2].

### B. Descripción técnica del sistema de protección

Las líneas de 230 kV y 138 kV tienen un esquema de protección dual, con un relevador asociado al Sistema 1 y otro al Sistema 2. El relevador del Sistema 1 proporciona las funciones de protección, recierre automático, verificación de sincronismo, fallo de interruptor, control local por IHM y remoto por SCADA. El relevador del Sistema 2 proporciona las mismas funciones, excepto el control remoto por SCADA. Las líneas de 230 kV tienen lógica de disparo y recierre monopolar. El resto de los circuitos tiene lógica de disparo tripolar. En la Tabla I se dan detalles de las funciones del sistema de protección.

Los transformadores cuentan con protección diferencial de transformador (87T) por Sistema 1 y Sistema 2.

Cada sistema se alimenta de una sección independiente del gabinete de distribución de CD, a través de una trayectoria de disparo independiente, para eliminar problemas asociados a puntos sencillos de falla.

Los relevadores multifuncionales proporcionan muchas salidas para disparo y tienen la capacidad de implementar lógica programable avanzada para manejarlas; al hacer uso de esta característica en el diseño del sistema integrado PCM, se mejoró la confiabilidad y desempeño del sistema. Cada relevador puede disparar directamente el interruptor asociado para fallas dentro de su zona de protección; de esta manera se eliminan puntos potenciales de fallas. Adicionalmente, los diagramas esquemáticos de los circuitos de disparo son muy sencillos (ver Fig. 8). La lógica de interbloqueo determina el interruptor (principal o de transferencia) que debe ser disparado, dependiendo de la configuración presente en el sistema de protección; esta lógica se implementa completamente a través de ecuaciones lógicas programables, y se valida permanentemente a través de las funciones de autodiagnóstico.

### C. Los procesadores lógicos manejan toda la lógica de interbloqueo

Los procesadores lógicos permiten escribir las lógicas de control e interbloques de los equipos a controlar, *v. gr.* interruptores y cuchillas. Casi todos los módulos remotos de E/S instalados en los gabinetes de intemperie se comunican a los procesadores lógicos (ver Fig. 6). Utilizan un protocolo de comunicaciones de protección que permite intercambiar información con los relevadores y permite también la comunicación entre relevadores.

Estos procesadores se encargan de manejar la lógica de las funciones de bloqueo sostenido (86B, 86T) de manera digital, ya que se eliminan los dispositivos electromecánicos para esta función. Se tiene indicación visual de los 86 por medio de una lámpara.

### D. Característica de autodiagnóstico continuo

Adicionalmente al uso de sistemas duales independientes y a la supervisión continua de la congruencia de los estados entre los dos sistemas, se tienen otras características de autodiagnóstico en el sistema. El objetivo es supervisar y generar alarmas por problemas que ocurran en cualquier parte del sistema [1]. Así por ejemplo:

- Se utilizan relevadores con función de autodiagnóstico.
- Se vigila el estado operativo de los relevadores, supervisando el estado del contacto de alarma de los mismos.
- Cada circuito de interruptor y de relevador de bloqueo sostenido incluye la supervisión del circuito de disparo, y se genera una alarma por pérdida de CD en el circuito, o por bobina de disparo abierta.
- Todos los enlaces de comunicaciones se supervisan para detectar fallas en los mismos.
- Gran parte de la lógica de control se implementa por lógica programable, que se supervisa por la función de autodiagnóstico del propio DEI.
- Los circuitos de disparo y cierre por protección son los mismos que los circuitos de control manual, de tal manera que estos contactos y el cableado se verifican cada vez que el circuito es operado.

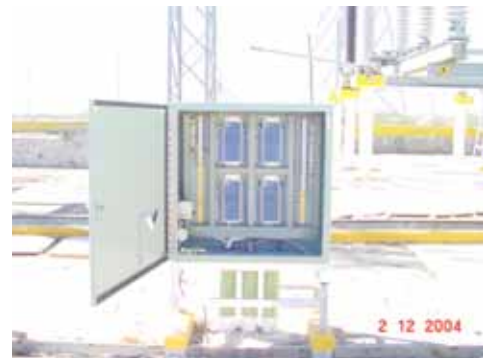


Fig. 6. Gabinetes tipo intemperie con módulos remotos.

## VI. DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL (IHM+SCADA)

El sistema de control utiliza, como parte fundamental para la adquisición de datos, la información disponible en los equipos de protección y medición. Toda la información llega de los DEIs a los procesadores de comunicaciones, que actúan como servidores para su cliente, el controlador de comunicaciones. En la Fig. 7 se muestran los detalles de la arquitectura del sistema de control.

El sistema de control diseñado proporciona diferentes rutas para el control y supervisión de la Subestación Nava. La primera ruta es la botonera del relevador. La segunda es la IHM local, instalada en la caseta de control prefabricada, que permite la supervisión y control de los equipos, incluyendo la operación sobre interruptores y cuchillas, la habilitación de funciones de protección y control (*v. gr.* 79, 81, DTD, DTL), y el cambio de grupo de ajustes en los DEIs de protección.

La tercera trayectoria es el sistema SCADA, que reside en la Subárea de Control Río Escondido (SACRE). La interfaz del sistema de control de la caseta de control se realiza a través de un sistema SICLE, desde el cual también se tiene control de la subestación; la información hacia el SCADA se envía por medio de un enlace de comunicaciones del controlador de comunicaciones al SICLE. El operador de la SACRE supervisa la información más importante para la operación de la Subestación Nava, que corresponde a un

subconjunto de la información disponible localmente, con el fin de optimizar la comunicación y adquisición de datos.

Para el diseño del sistema de control se tuvieron en cuenta algunos requerimientos obligatorios, tales como:

- Proporcionar un sistema óptimo en cuanto a costo, características funcionales, flexibilidad, confiabilidad, y la habilidad de migrar a nuevas tecnologías en caso de ser necesario.
- Incrementar la confiabilidad, al reducir la cantidad de dispositivos utilizados, así como utilizar DEIs altamente confiables y con capacidad de autodiagnóstico para detectar y corregir rápidamente condiciones anormales de operación.
- Desarrollar un sistema dual, redundante, que brinde seguridad y validación de integridad de la información recolectada; con esto se eliminan los puntos sencillos de fallas.
- Desarrollar una interfaz de usuario completamente gráfica, intuitiva y de fácil operación.
- Integrar completamente los equipos de protección, medición, automatización y control.
- Administrar los ajustes de los DEIs de protección y de medición y de los reportes oscilográficos de eventos.
- Explotar al máximo las capacidades de los DEIs y reducir la duplicidad de funciones en la subestación.
- Desarrollar un esquema de seguridad basado en grupos funcionales, para permitir/bloquear ciertas funciones en el sistema IHM local.
- Proporcionar información a los diferentes usuarios de datos, como la IHM local, el sistema SCADA y el personal de ingeniería, por medio de acceso remoto a través de la red Ethernet.
- Capacidad para probar completamente la base de datos hacia el SCADA, por medio de simulación de los puntos supervisados, sin afectar la operación.
- Contar con herramientas de diagnóstico para visualizar la información en diferentes partes del sistema y que permitan resolver rápidamente cualquier problema.

#### A. Procesadores de comunicaciones

Los procesadores de comunicaciones permiten concentrar los datos analógicos y digitales de diversos dispositivos microprocesados, así como crear una base de datos, la cual se distribuye al controlador de comunicaciones.

El sistema integrado de la Subestación Nava utiliza siete procesadores de comunicaciones. Entre las funciones que realizan se encuentran [1]:

- Tres procesadores de comunicaciones adquieren la información de los DEIs de protección del Sistema 1. Este conjunto de procesadores de comunicaciones envía su información al controlador de comunicaciones (para la IHM y SCADA, ver Fig. 7).
- Tres procesadores de comunicaciones adquieren la información de los DEIs de protección del Sistema 2. Este conjunto de procesadores de comunicaciones envía su información al controlador de comunicaciones (para la IHM, ver Fig. 7).

- Un procesador de comunicaciones se utiliza para funciones especiales, como: acceso de ingeniería a los equipos de protección, recuperación de oscilografía de los relevadores de protección y administración de ajustes de los relevadores de protección.

#### B. Controlador de comunicaciones

El controlador de comunicaciones (ver Fig. 7) es responsable de adquirir la información de los procesadores de comunicaciones y de los medidores multifuncionales; adicionalmente, es el responsable de proveer la información a la IHM local y al sistema SCADA. Algunas de las funciones que tiene asignadas son:

- Recuperación de información de los procesadores de comunicaciones, a través de enlaces de comunicaciones con protocolo DNP 3.
- Recuperación de información de los medidores multifuncionales, a través de enlaces de comunicaciones con protocolo DNP 3.
- Brindar información a la IHM local, a través de enlaces de comunicaciones por medio de los protocolos DNP 3/Ethernet y OPC.
- Brindar información al sistema SCADA por medio de un enlace de comunicaciones con protocolo DNP 3 y otro con protocolo Harris 5000.
- Escalar o normalizar la información analógica para su envío al sistema SCADA.
- Escalar o estandarizar la información digital para cumplir con los requerimientos del sistema SCADA en cuanto al tipo de contacto reportado (a/b).

#### C. Funcionalidad de la IHM local

La IHM proporciona las siguientes funciones de supervisión y control:

- Control de interruptores y cuchillas.
- Habilitación de funciones de protección.
- Restablecimiento de bloqueos por 86.
- Verificación de consistencia de la información adquirida del Sistema 1 y del Sistema 2; ambos sistemas deben reportar la misma condición operativa [1]. El sistema de control señala condiciones de inconsistencia a través de los colores de la representación gráfica de la IHM.
- Verificación de congruencia de la información proveniente del mismo sistema; por ejemplo, para interruptores y cuchillas se adquiere la señalización de contacto tipo “a” y tipo “b”, es decir, señalización dual. En caso de que el sistema identifique condiciones incongruentes, el sistema de control oculta el elemento que representa de manera gráfica el equipo correspondiente.
- Supervisión permanente del estado de los enlaces de comunicaciones [1] y reporte de condiciones anormales; el sistema representa de manera gráfica el estado operativo de los enlaces de comunicaciones y las variables asociadas.

# ARQUITECTURA GENERAL - CASETA DE CONTROL SUBESTACIÓN NAVA

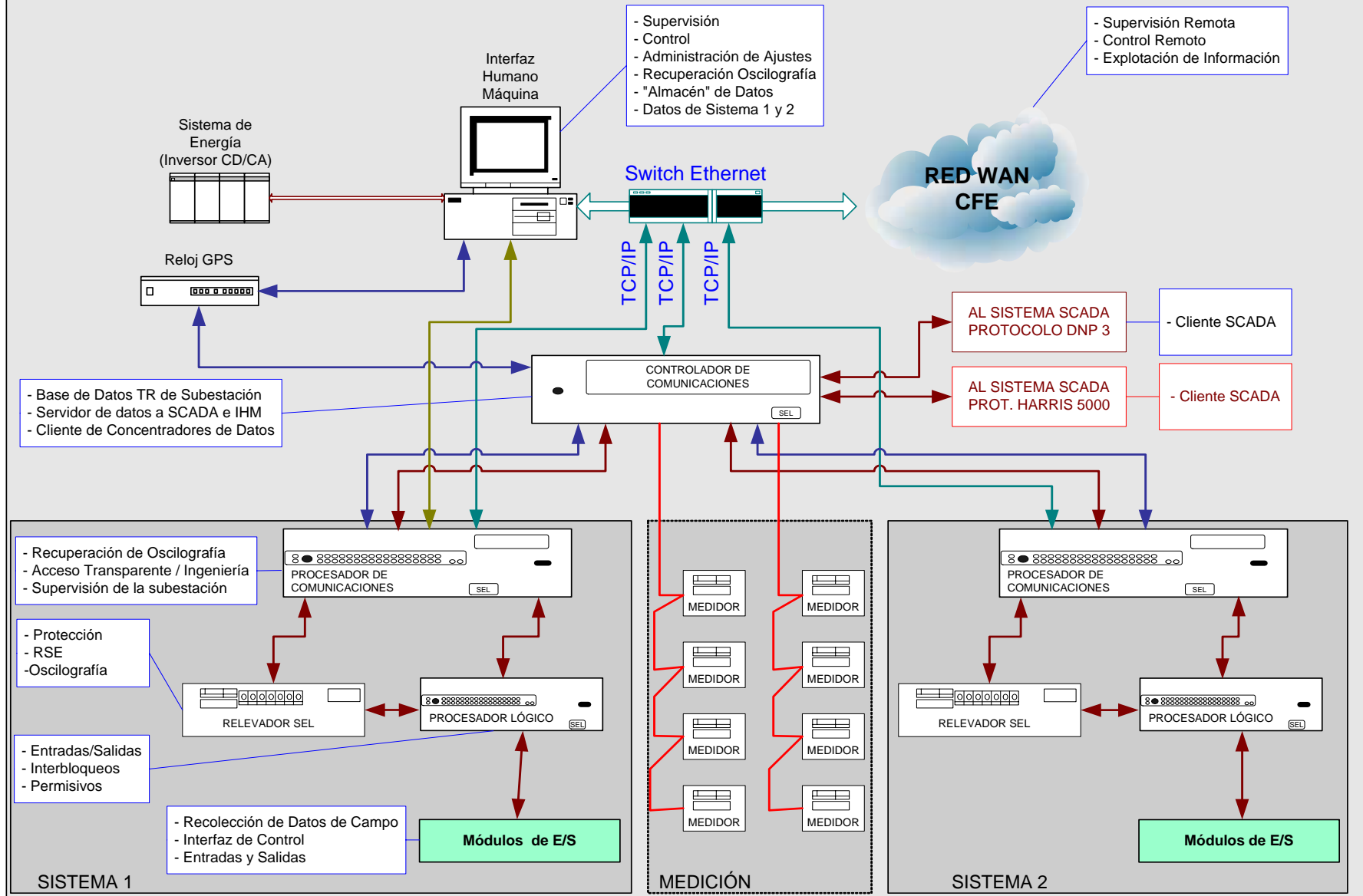


Fig. 7. Arquitectura general del sistema integrado.



#### D. Adquisición de datos

El sistema proporciona la siguiente información a la IHM local y al sistema SCADA, aprovechando para ello la información disponible en los DEIs [1]:

- Estado de los interruptores, cuchillas, funciones de protección y grupo de ajustes activos.
- Potencia activa, reactiva y factor de potencia.
- Estado operativo del recierre (habilitado/bloqueo).
- Alarmas de los equipos de la subestación, v. gr., fallo de interruptor, resorte descargado, estado de bobinas de disparo y de relevadores de bloqueo sostenido.
- Estado de los enlaces de comunicaciones.

#### E. Representación gráfica de la subestación en IHM local

Algunas pantallas de la IHM de la Subestación Nava son:

- Diagrama unifilar animado dinámicamente (Fig. 9).
- Pantalla de control de interruptor (ver Fig. 9).
- Diagrama unifilar de protección.
- Diagramas de comunicaciones animados.
- Pantalla de alarmas activas e históricas.
- Pantalla de condiciones climatológicas y condiciones generales de la subestación (ver Fig. 10).
- Pantallas tabulares de parámetros analógicos.
- Pantallas tabulares de alarmas digitales.
- Pantalla de tendencias y gráficas de comportamiento.

A través de estas pantallas el operador conoce en tiempo real las condiciones operativas de la Subestación Nava.

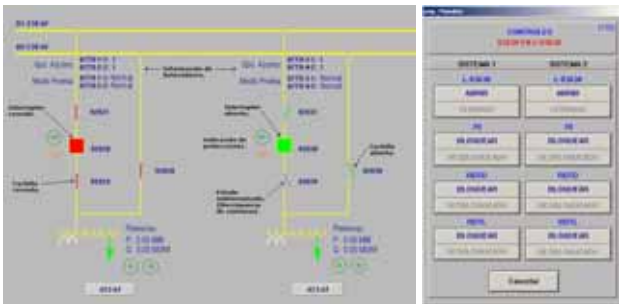


Fig. 9. Pantalla de diagrama unifilar y de control de interruptor.

Durante el diseño del sistema se tuvieron algunos retos y decisiones importantes para representar la información de manera apropiada en la IHM, entre ellos:

- ¿Representación de inconsistencia de la información?
- ¿Representación de incongruencia de la información?
- ¿Representación de tabulares de alarmas, S1 y S2?
- ¿Mandos de control a ambos sistemas, o sólo uno?

Las respuestas a estas preguntas se dieron de manera consensada entre el personal de la CFE y el personal del fabricante de la caseta de control.

#### F. Funciones no convencionales del sistema IHM

El sistema de control proporciona información que ayuda significativamente en el análisis, la administración y la comprensión del comportamiento del sistema eléctrico de la Subestación Nava.

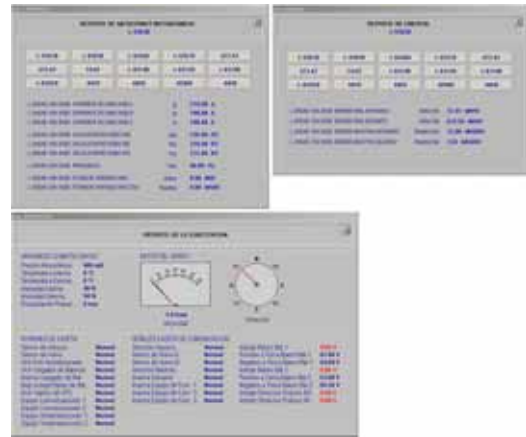


Fig. 10. Pantalla de reportes e información de la subestación.

Algunas de las funciones no tradicionales [2,3] que el personal de CFE utiliza en el sistema son:

1. **Distribución de la señal de sincronía IRIG-B.** Es muy importante que los equipos tengan una misma referencia de tiempo, sobre todo para analizar fallas del sistema eléctrico. La Subestación Nava cuenta con un reloj receptor GPS, y los procesadores de comunicaciones redistribuyen la señal de sincronía a los DEIs existentes.
2. **Adquisición de datos con estampa de tiempo.** Los DEIs tienen la habilidad de reportar los cambios de estado con estampa de tiempo con resolución de un milisegundo, lo que es muy importante para conocer la secuencia real de operación de la subestación.
3. **Adquisición de datos climatológicos de la subestación.** Proporciona información de las condiciones del clima para propósitos estadísticos.
4. **Reporte de eventos oscilográficos.** Los reportes oscilográficos se recuperan de manera automática y se almacenan en el disco duro de la IHM. Los reportes oscilográficos son muy importantes para realizar el análisis de los disturbios o fallas en el sistema eléctrico.
5. **Acceso en línea a los manuales de los equipos.** Proporciona acceso directo e inmediato a la información técnica de los DEIs del sistema integrado de PCM.
6. **Acceso a la información de medición a través de la red corporativa.** El sistema integrado se encuentra enlazado a la red corporativa de CFE, de manera que el personal de medición accede a la información de los medidores de la subestación sin necesidad de trasladarse al sitio.
7. **Administración de ajustes de protección y medición.** El sistema integrado proporciona herramientas para realizar la revisión o cambio de ajustes en los DEIs de protección y de medición que lo conforman.

TABLA I. FUNCIONES DE PROTECCIÓN E INFORMACIÓN OPERATIVA (\* = DUALIDAD EN FUNCIÓN, # = REDUNDANCIA EN FUNCIÓN).

Esquema de Protección	Líneas 230 kV	Transferencia 230 kV	Líneas 138 kV	Transferencia 138 kV	Transformador 230/138 kV	Transformador 138/13.8 kV	Alimentador 13.8 kV
Funciones	21/21N *	25/27	21/21N *	25/27	51NT *	51NT	50/51 F/N
	67/67N*	87B	67/67N*	87B	50FI AT *	25/27	79
	POTT*	86B	POTT*	86B	51F AT *	50/51 F/N	81
	DTD*		DTD*		51F/N BT *	51F *	50FI
	DTL*		DTL*		50FI BT *	50FI *	86FI
	79 #		79 #		86FI *	86FI *	Automatismos
	25/27 *		25/27 *		87T *	87T *	
	50FI *		50FI *		86T *	86T *	
	86FI *		86FI *				
	Medición Estado de interruptores Estado de cuchillas Alarmas de interruptores Mando local Mando remoto Registro secuencial de eventos Oscilografía						

## VII. ASPECTOS ADICIONALES DEL PROYECTO

Otros aspectos muy importantes para el desarrollo exitoso del proyecto fueron:

- Documentación del sistema [1].** El objetivo de diseño para la documentación del sistema fue proporcionar un paquete de documentación muy completo, que permitiera entender y mantener el sistema fácilmente.
- Implementación del sistema [1].** El éxito de la ejecución del proyecto dentro de presupuesto y tiempo, implicó no sólo un buen diseño, sino también una muy buena implementación. Algunas de las etapas del proyecto fueron: a) Diseño preliminar y revisión; b) Diseño detallado, revisión y aprobación; c) Fabricación del sistema integrado de PCM; d) Escenificación y pruebas del sistema; e) Pruebas de aceptación; f) Preparativos en campo; g) Instalación del sistema; h) Puesta en servicio e i) Capacitación.
- Puesta en servicio del sistema.** Una vez colocada la caseta en campo, los trabajos de puesta en servicio del sistema completo tomaron únicamente 13 días. El equipo de puesta en servicio estaba integrado por un grupo multidisciplinario. Este grupo estaba formado por personal de CFE y del fabricante de la caseta, incluyendo:
  - Ingenieros de protección.
  - Ingenieros de automatización y control.
  - Ingenieros de medición.
  - Personal administrativo.
  - Personal operativo de la SACRE.

Un paradigma que se tuvo que romper corresponde a las áreas de responsabilidad que existen en la organización de la CFE. Con esta nueva tecnología y sistema, la frontera entre protección y control se elimina, ya que los DEIs multifuncionales realizan tareas de ambas especialidades;

sin embargo, los procesadores de comunicaciones son el elemento que delimita las áreas de responsabilidad. La revisión de las lógicas de operación se realizó de manera conjunta entre personal de la especialidad de protecciones y de la especialidad de control/automatización; esto implica una mayor coordinación y un mejor trabajo en equipo entre especialidades. Esta revisión permitió explorar los diferentes escenarios del sistema, desde dos puntos de vista diferentes.

- Pruebas del sistema y documentación de las mismas.** Algo muy importante en esta etapa fue la generación de reportes de pruebas y evidencias del desempeño del sistema durante las diferentes pruebas y condiciones. El personal de CFE preparó toda la logística para las pruebas del sistema, coordinando al personal y obteniendo las licencias de trabajo necesarias. Durante estas pruebas se verificó la funcionalidad y operatividad del sistema completo, incluyendo protección, medición, control y adquisición local (IHM), y control y adquisición remota (SCADA); en las pruebas se verificó el comportamiento del sistema integrado ante fallas de los componentes.

## VIII. CONCLUSIONES

Al aprovechar las capacidades de los modernos DEIs en el desarrollo de proyectos de sistemas integrados de PCM se tiene un impacto significativo en el costo, calidad, tiempo de desarrollo y confiabilidad del sistema. Un diseño como el presentado en este artículo, que fue desarrollado para la Subestación Nava, permite construir el sistema y probarlo completamente antes de ser enviado al sitio. El uso de módulos de E/S con enlaces de comunicaciones de fibra óptica reduce los

requerimientos de espacio para cableado, dentro y fuera de la caseta de control.

Un sistema integrado de PCM diseñado apropiadamente, como el de la Subestación Nava, puede aprovechar al máximo los conceptos de dualidad, autodiagnóstico, verificación de consistencia y congruencia de la información. Este sistema tiene características muy importantes, tales como:

- Contiene sistemas duales: no hay puntos sencillos de falla.
- El uso de fibra óptica y módulos de E/S reduce el cableado de control y elimina problemas asociados a inducción, interferencia y elevaciones de voltaje.
- Supervisa continuamente el estado operativo del sistema, la consistencia y la congruencia de la información.
- La adquisición dual de la información permite eliminar problemas ocultos del sistema.
- La buena planeación, el buen diseño y desarrollo, y la buena implementación del sistema, conducen al éxito en la ejecución del proyecto.
- Un sistema como el de la Subestación Nava proporciona ahorros significativos en: costo del proyecto, tiempo de puesta en servicio, entrenamiento, análisis de fallas y costos operativos asociados y mantenimiento.
- Una estrecha relación de trabajo entre el cliente y el proveedor ayudan a desarrollar un sistema que satisfaga las necesidades del cliente.

Las lecciones aprendidas en el desarrollo de este proyecto se están utilizando para la definición y especificación de nuevos proyectos de modernización de subestaciones y para proyectos de nuevas subestaciones.

## IX. REFERENCIAS

- [1] M. Thompson, M. López, D. González, J. Ayala, N. Juárez, G. Pérez, y J. Villaverde "Fault-Tolerant Integrated Protection and Control System for KM20 Substation Modernization Project", *Décimo octava Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México*, Acapulco, Gro., Julio 2004.
- [2] G. Scheer y R. Moxley, "Digital Communications Improve contact I/O Reliability", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2005, disponible en [www.selinc.com](http://www.selinc.com).
- [3] J. Díaz, D. Sánchez y D. González, "Sistemas PCYM Integrados en Base a Relevadores Multifuncionales y Procesadores de Comunicaciones", *Décimo octava Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México*, Acapulco, Gro., Julio 2004.

## X. BIOGRAFÍAS

**David Sánchez Escobedo** se graduó de Ingeniero Electricista en la Facultad de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Electrónica (FIMEE) de la Universidad de Guanajuato en 1994. De 1994 a 1998 se desempeñó como Jefe de Oficina de Protección y Medición en CFE-Área de Transmisión y Transformación Occidente. De 1996 a 1998 cursó estudios de Postgrado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Guadalajara. En 1998 se desempeñó como Profesor en la Universidad Autónoma de Guadalajara. De 1998 a 2000 trabajó en la empresa INELAP-PQE como Ingeniero de Diseño de Sistemas de Protección. Desde Septiembre de 2000 trabaja como Ingeniero de Protecciones en Schweitzer Engineering Laboratories, S. A. de C. V. Su trabajo incluye el diseño de sistemas de protección e impartición de cursos a ingenieros de empresas eléctricas y la industria.

**Rey David González Barrios** se graduó de Ingeniero en Sistemas Electrónicos en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey en 1993. Ingresó a Video y Computación Nacional, S.A. de C.V., donde desempeñó el cargo de Ingeniero de Desarrollo de Software para sistemas SCADA e Ingeniero de Puesta en Servicio. De 1998 al 2000 trabajó en INELAP-PQE, donde desempeñó los cargos de Ingeniero de Integración y Automatización y Gerente de Departamento de Integración y Automatización. Desde el 2000 trabaja para Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V., donde desempeña el cargo de Ingeniero de Automatización, en Monterrey, N. L. Su trabajo incluye el diseño de sistemas integrados, soporte técnico y capacitación, puesta en servicio y consultoría en temas de integración de sistemas.

**Carlos Mariano Robledo Leal** se graduó de Ingeniero en Control y Computación en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME) de la Universidad Autónoma de Nuevo León en 1995. De 1995 a 1999 se desempeñó como Supervisor de Protecciones en CFE-Zona de Distribución Nuevo Laredo; de 1999 a 2001 se desempeñó como Jefe de Oficina de Protección y Medición en CFE, Subárea de Transmisión y Transformación Río Escondido; desde Agosto de 2001 se desempeña como Jefe de Departamento de Protección y Medición en CFE, Subárea de Transmisión y Transformación Río Escondido. Su trabajo incluye la administración, mantenimiento y nuevos proyectos en la especialidad de protecciones para las subestaciones eléctricas bajo su responsabilidad.

**Enrique Valdez Sandoval** se graduó de Ingeniero Electricista en la ESIME del Instituto Politécnico Nacional en 1970. De 1971 a 2000 trabajó en la CFE en el área de protecciones, ocupando de 1983 a 2000 el puesto de Subgerente de Protecciones del Área de Transmisión Noreste. De Marzo de 2002 a Mayo de 2002 estuvo contratado como asesor por la empresa Voltrak, S.A. de C.V. en el proyecto de la Planta de Generación Tractabel. En el 2002 ingresó a Schweitzer Engineering Laboratories S. A. de C. V. donde desempeñó el puesto de Ingeniero de Casetas de Control hasta el 2005. Actualmente ocupa el puesto de Director de Operaciones.

**Raúl Jorge Cavazos Caballero** se graduó de Ingeniero en Electrónica y Comunicaciones en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME) de la Universidad Autónoma de Nuevo León en 1984. Desde Agosto de 1984 trabaja en CFE-Gerencia Regional de Transmisión Noreste, adscrito a la Subárea de Transmisión y Transformación Río Escondido, donde se ha desempeñado como Técnico en Protección y Medición de 1984 a 1987, y Jefe de la Oficina de Control de 1987 a 1989. Desde 1989 se desempeña como Jefe del Departamento de Control, atendiendo las especialidades de Automatización y Electrónica de Potencia. Su trabajo incluye la evaluación, puesta en servicio, diagnóstico y mantenimiento de sistemas SCADA.

**José Juan Luna Guzmán** se graduó de Ingeniero Mecánico Electricista en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME) de la Universidad Autónoma de Nuevo León en 1981. De 1981 a 1986 se desempeñó como Inspector de Transmisión en el Departamento de Protecciones de la Zona de Transmisión Monterrey. De 1986 a 1997 se desempeñó como Jefe del Departamento de Protección y Medición en la Subárea de Transmisión y Transformación Reynosa. De 1997 a 2000 se desempeñó como Jefe del Departamento de Protección de la Subgerencia de Protección y Medición. Desde Mayo del 2000 se desempeña como Subgerente de Protección y Medición en la GRTNE.

**Sergio David González Cantú** se graduó de Ingeniero en Control y Computación en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME) de la Universidad Autónoma de Nuevo León en 1983. De Enero a Junio de 1984 tomó el Curso de Preparación de Ingenieros de Nuevo Ingreso a CFE. De Junio de 1984 a Diciembre de 1988 fue Jefe de Oficina de Protecciones de la Subárea de Transmisión y Transformación Monterrey de CFE. De Diciembre de 1988 a Septiembre de 1994 fue Jefe del Departamento de Protecciones de la Subárea de Transmisión y Transformación Río Escondido de CFE. Desde Septiembre de 1994 trabaja en la actual Subgerencia de Protección y Medición Noreste de CFE, donde ha ocupado los cargos

de Jefe del Departamento de Estudios y Análisis (1994-2004) y Jefe del Departamento de Protecciones a partir de 2005.

**Gerardo Manuel Robledo Leal** se graduó de Ingeniero en Control y Computación en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME) de la Universidad Autónoma de Nuevo León en 1989. De 1989 a 1990 se desempeñó como Ingeniero Sustituto en la Subgerencia Regional de Transmisión Noreste. De 1990 a 1997 se desempeñó como Jefe de Oficina de Protección y Medición en la Subárea de Transmisión y Transformación Monterrey. Desde 1997 se desempeña como Jefe del Departamento de Medición de la Subgerencia de Protección y Medición de la GRTNE.

